



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Proyecto Fin de Carrera

**PEAJES DE ACCESO A LA RED DE GAS
NATURAL**

Autor: Alberto Dávila González

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, noviembre 2011

Índice

1. Resumen.....	Pág. 5
2. Objetivos del PFC	Pág. 6
3. Introducción	Pág. 7
3.1 El sector del gas.....	Pág. 7
3.2 Cadena del gas.....	Pág. 11
3.3 Actividades de la cadena gasista.....	Pág. 13
3.4 Agentes del sistema gasista.....	Pág. 18
4. Mercado liberalizado y TUR.....	Pág. 20
5. Peajes ¿Por qué y para qué?	Pág. 23
5.1 Retribución de actividades reguladas en el sector.....	Pág. 25
5.2 Metodología para el cálculo de los peajes	Pág. 27
5.3 Estructura y tipos de peajes.....	Pág. 31
6. Peajes de gas en la actualidad	Pág. 36
6.1 Ejemplos y cálculos reales	Pág. 38
7. Herramienta informática de cálculo de peajes	Pág. 44
7.1 Cálculo de los términos de peajes de regasificación.....	Pág. 45
7.2 Cálculo de los términos del peaje de transporte y distribución.....	Pág. 46

7.3 Cálculo del valor final del peaje de transporte y distribución.....	Pág. 48
8. Ideas para una revisión metodológica del cálculo de los peajes de acceso de la red de gas natural.....	Pág. 50
9. Presupuesto del PFC.....	Pág. 54
10. Conclusiones	Pág. 55
10.1 Técnicas.....	Pág. 55
10.2 Visión personal.....	Pág. 55
11. Bibliografía y Referencias.....	Pág. 57
Anexo I.....	Pág. 60
Anexo II.....	Pág. 64

Índice Figuras

1. Orígenes de los abastecimientos de gas natural en España y su evolución entre los años 2005 y 2008.
2. Evolución de la demanda de gas natural de los últimos años en GWh.
3. Evolución del crecimiento interanual de la demanda de gas natural.
4. Esquema de la cadena de gas natural.
5. El largo viaje del gas natural desde los yacimientos hasta el consumidor final.
6. Esquema de las actividades del sector del gas natural dentro de la cadena gasista.
7. Inyección y extracción total de los almacenamientos subterráneos en España en el año 2010.
8. Reservas de gas en España en almacenamientos subterráneos en el año 2010.
9. Red de gasoductos de transporte, plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y estaciones de compresión en España.
10. Esquema del flujo de gas en las infraestructuras españolas en 2010.
11. Esquema general de los costes incurridos en el servicio de gas.
12. Principales compañías comercializadoras con el reparto de clientes de TUR y de precio libre en 2009.
13. BOE 21 de septiembre de 2011 (TUR).
14. Esquema de ingresos del sector gasista.
15. Estructura de costes regulados del sistema gasista.
16. Ejemplo de estimación de demanda. Diferencias entre previsión de descarga y realidad en plantas de regasificación.
17. Esquema de costes previstos en el sistema gasista en 2008.
18. Estructura básica de los peajes.
19. Déficit en la liquidación de las actividades reguladas en función de distintos escenarios de demanda de ciclos combinados para generación eléctrica previstos por el GTS.
20. Coste en miles de euros de los distintos conceptos imputados al peaje de T&D.
21. Prorratio del coste entre los kWh consumidos por todos los grupos de presión en que se divide el peaje de T&D.

22. Reparto entre distribuidoras de la retribución de la actividad de distribución y diferencias entre los distintos cálculos y previsiones de la CNE y el MITyC en la OM.
23. Consumo de gas natural por grupos de peajes en 2009.
24. TUR-1 y TUR-2 resultantes de la aplicación por el principio de aditividad de los peajes correspondientes, el coste de comercialización y el coste del gas.
25. Impacto en el aumento de la TUR-1 resultante según el volumen de consumo del cliente. Reparto de volumen de energía y cantidad de consumidores por rango de volumen de consumo.
26. Pantalla de simulación de los términos para el cálculo del peaje de regasificación. Se muestra como ejemplo el cálculo para el año 2010.
27. Diagrama del flujo de cálculo de la herramienta de simulación de los términos de los peajes de T&D.
28. Pantalla de la aplicación para la estimación de los términos del peaje de T&D.
29. Diagrama del flujo de cálculo de la herramienta para la estimación del valor final del peaje de T&D.
30. Pantalla de la herramienta de simulación del valor final del peaje de T&D.
31. Esquema de un sistema basado en Entrada-Salida.

1. Resumen

El presente Proyecto Fin de Carrera (PFC) estudia y analiza la situación de los peajes de acceso a la red de gas natural vigentes en la actualidad (2011) en España. Se analizan los costes que deben sufragar dichos peajes y la metodología de cálculo de estos, para estimarlos lo mejor posible. Por otro lado, se presenta una herramienta informática desarrollada para calcular y simular dichos peajes. Este proyecto cobra relevancia debido a la importancia creciente en los últimos años del gas natural dentro del sector y mix energético en España. Por tanto la regulación de este sector adquiere especial importancia al involucrar numerosos agentes, industrias y operadores económicos. Se abastecen tecnologías de generación eléctrica que usan el gas como combustible, dirigidas a clientes minoristas domésticos y clientes industriales.

En el primer capítulo de introducción se encuentra un análisis a nivel global del sector del gas en España y sus agentes, un estudio de la cadena del gas y las actividades que comprende. Posteriormente se explica la división y diferencias entre las dos formas existentes de compra y consumo del gas para entrar en el estudio principal del proyecto, esto es, los peajes de acceso a redes. Se comprenderá por qué son importantes y para qué se utilizan en el sector regulado del gas natural. Seguidamente se pasa a ver casos actuales y a explicar el uso de la herramienta informática, como aportación original de este PFC, desarrollada para la simulación de peajes, para obtener los términos necesarios en su cálculo y para simular el cálculo del valor del peaje de transporte y distribución en algunos ejemplos.

Por último, se realizan unas reflexiones sobre la metodología existente en el cálculo de los peajes y las ideas que existen para evolucionar dicha metodología en el futuro, buscando un sistema más transparente, justo y no discriminatorio. Todo esto teniendo presente el objetivo último de no tener déficit al final de las liquidaciones. De esa manera se evitará el problema que existe en el sector eléctrico, en la actualidad.

2. Objetivos del PFC

Los objetivos del presente PFC son:

Estudio y análisis del sector del gas en España, su estructura, sus actividades, sus características y su funcionamiento.

Análisis y estudio de los peajes de acceso a la red de gas natural en España, su importancia, su estructura y su metodología de cálculo.

Realización de una herramienta informática que permita simular, por un lado, el valor de los términos que se utilizan en el cálculo del valor del canon de almacenamiento subterráneo y los peajes de regasificación y transporte y distribución, y por otro lado, estimar el valor final del peaje de transporte y distribución.

3. Introducción

3.1 El sector del gas

Las principales características del sector del gas en España son:

En primer lugar, hay que destacar la carencia de yacimientos de gas natural propios. España ha dependido y dependerá de las importaciones de gas. La producción nacional es casi nula y las perspectivas de futuro no son modificables. La normativa vigente, trata este problema de la fiabilidad y garantía de los suministros futuros a través de la diversificación de los orígenes y de la constitución de reservas en territorio nacional con la creación de almacenamientos subterráneos (AA.SS.) y depósitos de gas natural licuado (GNL) en las plantas de regasificación.

(En GWh)	2005	2006	2007	2008
Nacional	1.859	858	1.037	1.432
Argelia	169.187	131.703	138.140	143.293
Nigeria	61.279	83.161	97.609	95.050
Países Golfo	74.179	72.277	57.391	60.076
Trinidad&Tobago	4.532	37.255	25.853	55.709
Egipto	39.545	50.468	41.321	49.160
Noruega	24.723	23.768	26.229	32.278
Otros	6.720	889	906	9.859
Libia	10.641	7.914	9.005	6.090
Portugal			4.064	5.279
TOTAL	392.665	408.293	401.555	458.226

Figura 1: Orígenes de los abastecimientos de gas natural en España y su evolución entre los años 2005 y 2008. (Fuente: CNE).

El consumo de gas natural en España ha experimentado un claro crecimiento en los últimos años, en parte, gracias a la utilización del gas natural en centrales de generación eléctrica debido a las ventajas que presenta la utilización de este combustible, en particular relacionadas con unos mejores rendimientos y menores emisiones respecto a tecnologías tradicionales como centrales de carbón o fuel.

La condición intrínseca de sector regulado para el correcto funcionamiento del mismo, hace que se establezcan, por un lado, actividades reguladas para lograr la fiabilidad y calidad en el suministro final y, por otro lado, actividades liberalizadas como la comercialización. Este esquema impide un monopolio total por un actor principal que controle verticalmente el sector. Las actividades reguladas se deberán remunerar a partir de unos peajes de acceso regulados a la red, que reflejen realmente el coste del servicio suministrado. El objetivo es alcanzar la total separación entre la actividad de carácter comercial y la actividad regulada, que no tiene otra finalidad que dar el soporte logístico necesario a la primera.

Los suministros de gas natural se concentran en unos pocos países, realizándose el comercio internacional sobre la base de contratos de larga duración y gran volumen. Esta organización del comercio internacional del gas natural tiene una incidencia directa sobre los agentes que pueden contratar gas en origen. Sólo algunos usuarios alcanzan los umbrales de volumen requeridos por este tipo de contratos, como centrales de ciclo combinado o complejos petroquímicos; la mayoría de industria no puede alcanzar esos umbrales salvo por agregación. Para paliar este inconveniente en el umbral de volumen que hay que comprar en origen, se introduce la figura del comercializador que agrega a muchos clientes finales.

Otra característica fundamental del sector del gas reside en que frente a la estructura unificada por el lado de la oferta, el mercado gasista presenta una segmentación y desagregación del mismo por el lado de la demanda, esta segmentación se puede simplificar en dos grandes tipos de consumo.

- Demanda doméstico-comercial, también llamada demanda convencional, cuyo peso en el consumo total está por debajo de la media europea pero continúa aumentando. El año 2010 presentó una energía total demandada de 265.083 GWh, un 10% superior a la demanda en 2009 que fue de 241.062 GWh.
- Demanda de gas para la generación eléctrica en el sector eléctrico, que ha tenido un gran crecimiento en la última década debido al desarrollo de las centrales de ciclo combinado, motivado entre otras cosas, por el alto rendimiento, cercano al 60% frente a los rendimientos de centrales convencionales de carbón o fuel que tienen rendimientos del 30-40%, los menores costes de inversión que se sitúan en

450 €/kW frente a centrales de carbón 850 €/kW, los menores plazos de ejecución que se sitúan en 2 años frente a centrales de carbón 3,5 años y la facilidad de puesta en marcha y parada que este tipo de centrales ofrecen al sistema eléctrico, algo necesario para operar el sistema teniendo en cuenta la difícil curva de demanda diaria que existe en España. En 2010 los ciclos combinados fueron la tecnología que más demanda cubrió en el sistema eléctrico, un 23% del total, seguido por la energía nuclear con un 21,6%. Es una demanda que depende de la situación en el conjunto de generación del sistema eléctrico y donde tienen mucha importancia las ventajas competitivas respecto a las centrales de carbón, el nivel de generación hidráulica según la pluviosidad dada y las energías renovables, sobre todo la energía eólica en nuestro país. El año 2010 presentó una energía total demandada de 135.617 GWh, un 15,7% inferior que en el año 2009 que fue de 160.793 GWh.

Por último, es un sector que ofrece una fuente primaria de energía respetuosa con el medio ambiente. Por un lado produce mucho menos CO₂ (emite entre el 25 y el 30% menos de CO₂ que el fuel y entre el 40 al 50% menos que el carbón) quemándose más limpia y eficazmente (reducción de óxido nitroso del 65% y prácticamente nada de azufre, partículas, metales y compuestos orgánicos). Y, por otro lado, tiene unas reservas mundiales probadas suficientes, y en aumento cada año de 194,7 billones de m³, para satisfacer los altos índices de demanda previstos.

Algunos órdenes de magnitud del sector gasista español en 2010 son:

- 7 Millones de clientes. Al finalizar 2010 existían 7.180.332 de clientes.
- 400 TWh demanda de gas anual.
- Coste de las actividades reguladas en torno a 3.000 millones de euros. En 2010 se liquidaron 2743 millones de euros.
- Coste de las actividades libres en torno a 9.000 millones de euros, aproximadamente 22 €/MWh.

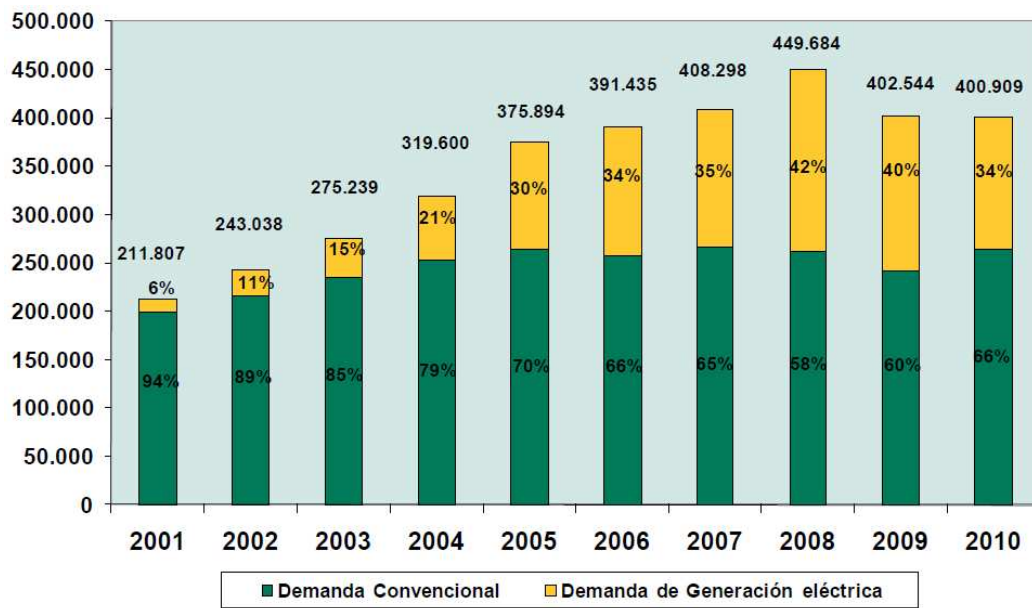


Figura 2: Evolución de la demanda de gas natural en los últimos años en GWh. (Fuente: CNE y Enagás)

En la figura 2 se observa la evolución descrita anteriormente tanto en la demanda convencional de gas natural como en la demanda para generación eléctrica. El consumo de gas natural en 2010 se mantiene prácticamente estancado con respecto a la demanda de 2009, finalizando el año con un consumo de gas natural de 400.909 GWh, lo que representa una ligera caída del 0,4%, consumo muy inferior a la previsión de demanda del Ministerio de Industria para el periodo 2008-2016 que situaba un consumo en 2010 de 499 TWh.

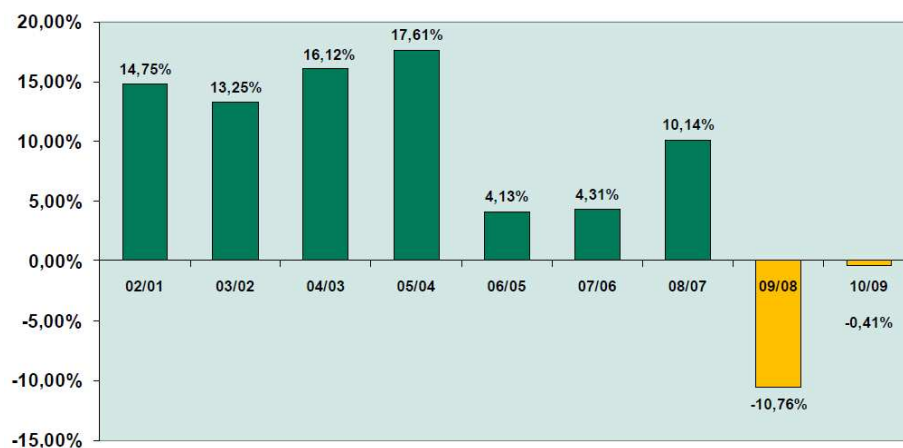


Figura 3: Evolución del crecimiento interanual de la demanda de gas natural.

En la figura 3 se observan los cambios bruscos en la evolución de la demanda de gas natural, que en 2010 se ha estabilizado en torno a 400 TWh.

3.2 Cadena del gas

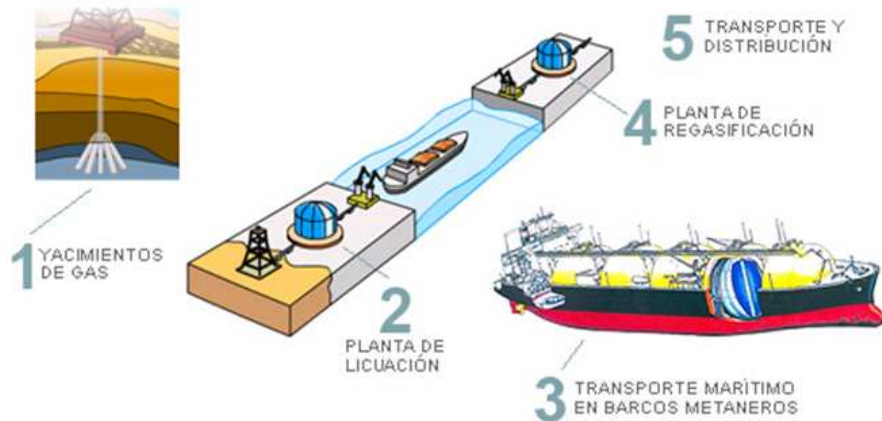


Figura 4: Esquema de la cadena del gas natural. (Fuente: Enagás)

La cadena del gas natural se compone de los siguientes pasos:

1. Extracción del gas de los yacimientos.
2. Licuefacción del gas en las plantas de licuación.
3. Transporte de gas en buques metaneros.
4. Recepción y regasificación del gas en las plantas de regasificación.
5. Transporte y distribución del gas natural al usuario final.



Figura 5: El largo viaje del gas natural desde los yacimientos hasta el consumidor final. (Fuente: Enagás)

En la figura 5 se puede ver como el gas puede ser transportado en barco como GNL para muy largas distancias o bien por gasoducto en fase gas. También podemos observar como el gas puede pasar por un almacenamiento subterráneo o también puede ir directamente a la red de distribución.

El gas natural recorre un largo camino desde el yacimiento, de donde se extrae, hasta los consumidores finales. Su transporte puede realizarse de dos formas diferentes, bien en fase gaseosa a través de los gasoductos, o bien, licuado en buques metaneros.

En fase gaseosa, la cadena de gas se simplifica y la licuefacción, el transporte marítimo y la regasificación no existen. España está interconectada por varios gasoductos con Francia por el norte, con Marruecos y Argelia por el sur y con Portugal por el oeste.

Sin embargo, muchas veces es obligatorio el uso del transporte marítimo, por la distancia y el coste asociado a la construcción de un gasoducto. España dispone actualmente de 6 plantas de regasificación donde descargan los barcos metaneros la materia prima que se introduce en el sistema.

La licuefacción del gas transforma el gas en líquido, para ser transportado a -162°C , esto presenta una característica y ventaja muy importante que hace posible el transporte marítimo del gas desde las plantas de licuefacción de gas hasta las plantas de regasificación donde se devuelve a su estado natural gaseoso: El volumen de gas transportado se reduce unas 600 veces con respecto al volumen original.

Los metaneros que transportan el GNL hasta las plantas de regasificación pueden albergar hasta 140.000 m³ de GNL, aunque actualmente se están proyectando en los astilleros buques de hasta 250.000 m³. En el caso de la planta de regasificación de El Musel, en Gijón, está previsto que puedan atracar estos futuros barcos.

Una vez que el GNL se regasifica en las plantas, es decir, se devuelve a su estado gaseoso a través de un proceso exclusivamente físico, se inyecta en la red de gasoductos de transporte y distribución (T&D).

Parte fundamental en la cadena del gas son también los almacenamientos subterráneos. Aunque todo el gas natural que se transporta a los hogares no tiene la necesidad de pasar por ellos, es una fase previa a su consumo.

De los gasoductos a alta presión de la red de transporte, el gas natural llega o bien a las industrias, o bien al usuario final a través de los gasoductos de baja presión de las compañías distribuidoras.

La red de transporte está compuesta por los gasoductos con presiones superiores a 16 bar, mientras que la red de distribución está compuesta por los gasoductos con presiones menores o iguales a 16 bares o atmósferas, o que alimenten a un solo consumidor.

3.3 Actividades de la cadena gasista en España

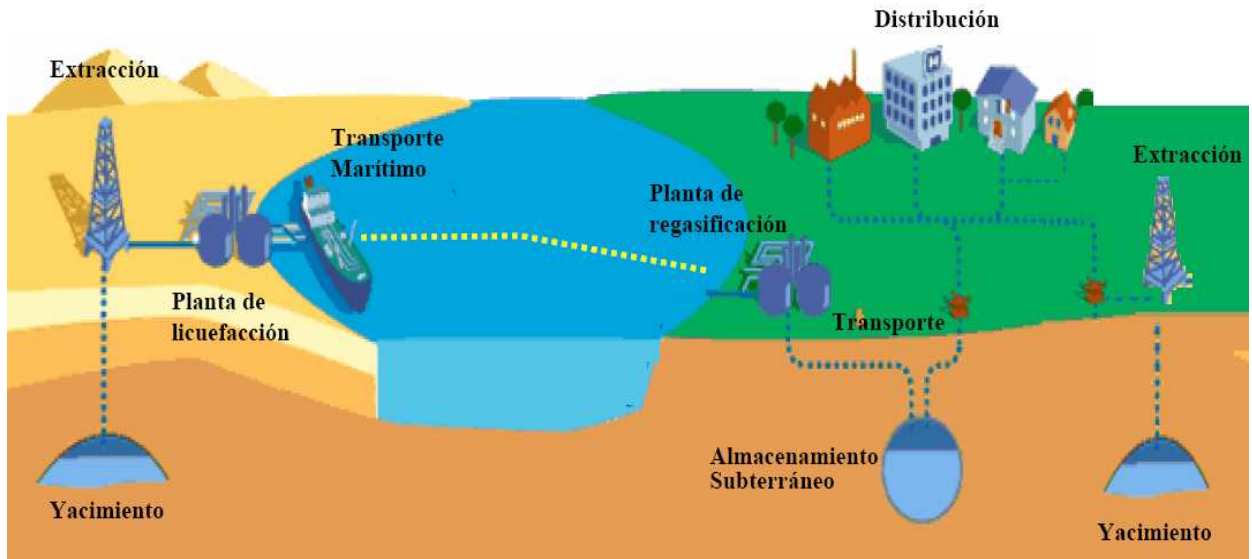


Figura 6: Esquema de las actividades del sector del gas dentro de la cadena gasista.

(Fuente: CNE)

- I- Regasificación: Transforman el gas natural líquido de los buques metaneros al estado gaseoso mediante la aportación de calor para introducirlo en la red de gasoductos.
 - a. Seis plantas de regasificación en España donde se puede recibir el gas de los buques: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto, Mugaros.
 - b. Actividad regulada: Propietarios de las plantas reciben una retribución por las instalaciones que ponen a disposición de todos los agentes del sistema. Se distinguen en sus plantas:
 - Instalaciones: Tanques de almacenamiento, infraestructura terrestre y marítima, vaporizadores y cargaderos de cisternas
- II- Almacenamientos Subterráneos: Almacenan gas en el subsuelo con dos objetivos: para asegurar la continuidad y suministro de gas natural en caso de fallo de aprovisionamientos de importación y para modular la demanda haciendo frente a las puntas de consumo motivadas por variaciones estacionales. Generalmente son

yacimientos agotados, aunque también se pueden construir en estructuras subterráneas de acuíferos, cavernas de sal y minas abandonadas.

Gráfico (inyección/extracción)

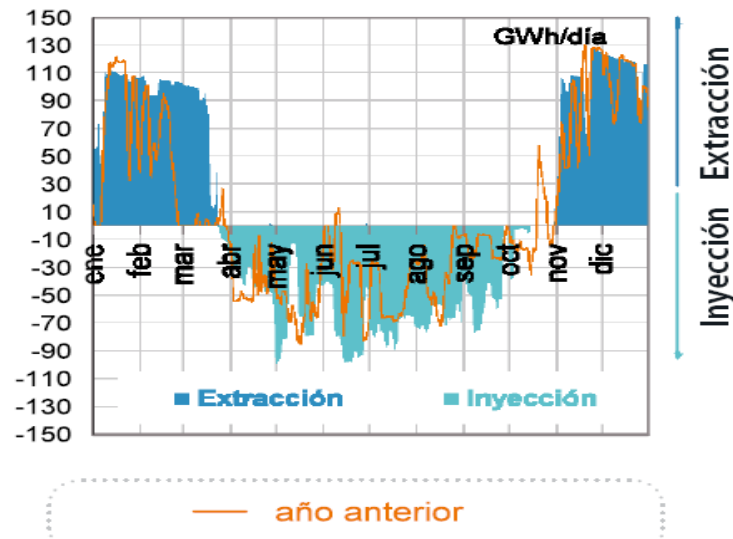


Figura 7: Inyección y extracción total de los almacenamientos subterráneos en España en el 2010 (Fuente: Enagás)

Como se observa en la figura 7, en los meses de verano con menor demanda de gas natural se reponen las reservas de gas natural de los almacenamientos subterráneos para poder dar cobertura a los picos de demanda que se producen en el invierno.

- a. 3 almacenamientos subterráneos en España: Serrablo (Huesca), Gaviota (Vizcaya) y Yela (Guadalajara).

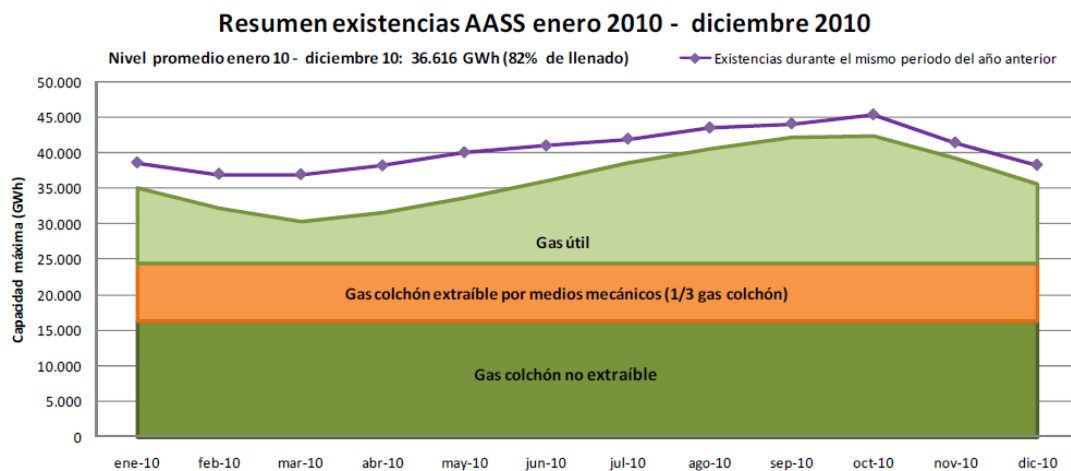


Figura 8: Reservas de gas en España en almacenamientos subterráneos en el año 2010.

Como se observa en la figura 8, los almacenamientos subterráneos están más vacíos en el mes de marzo y alcanzan sus máximas reservas en los meses de septiembre y octubre. También se observa que existe una parte del gas que no se puede extraer para mantener una adecuada operación y explotación en los almacenamientos subterráneos.

b. Actividad regulada con las mismas características que las plantas de regasificación

- Instalaciones: Estaciones de medición, tratamiento, filtrado, compresión, red interior y edificios.

III- Transporte: Envío del gas desde las plantas de regasificación, las conexiones internacionales y los almacenamientos subterráneos a las redes de distribución. Se incluyen:

- a. Los gasoductos: tubos de acero con alto límite elástico y todas sus uniones soldadas.
- b. Las estaciones de regulación y medida cuya función es reducir la presión de transporte (80 bar) a distribución (16 bar) y medir el flujo de gas en la instalación.
- c. Estaciones de compresión que contrarrestan las pérdidas de carga y permiten distribuir el gas en nudos de gasoductos según quiera el operador del sistema.
- d. El transporte es una actividad regulada en régimen de monopolio natural y con una retribución controlada.
 - Instalaciones: Gasoductos, centros de mantenimiento, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, instalaciones de odorización, e instalaciones necesarias para la operación de las anteriores.

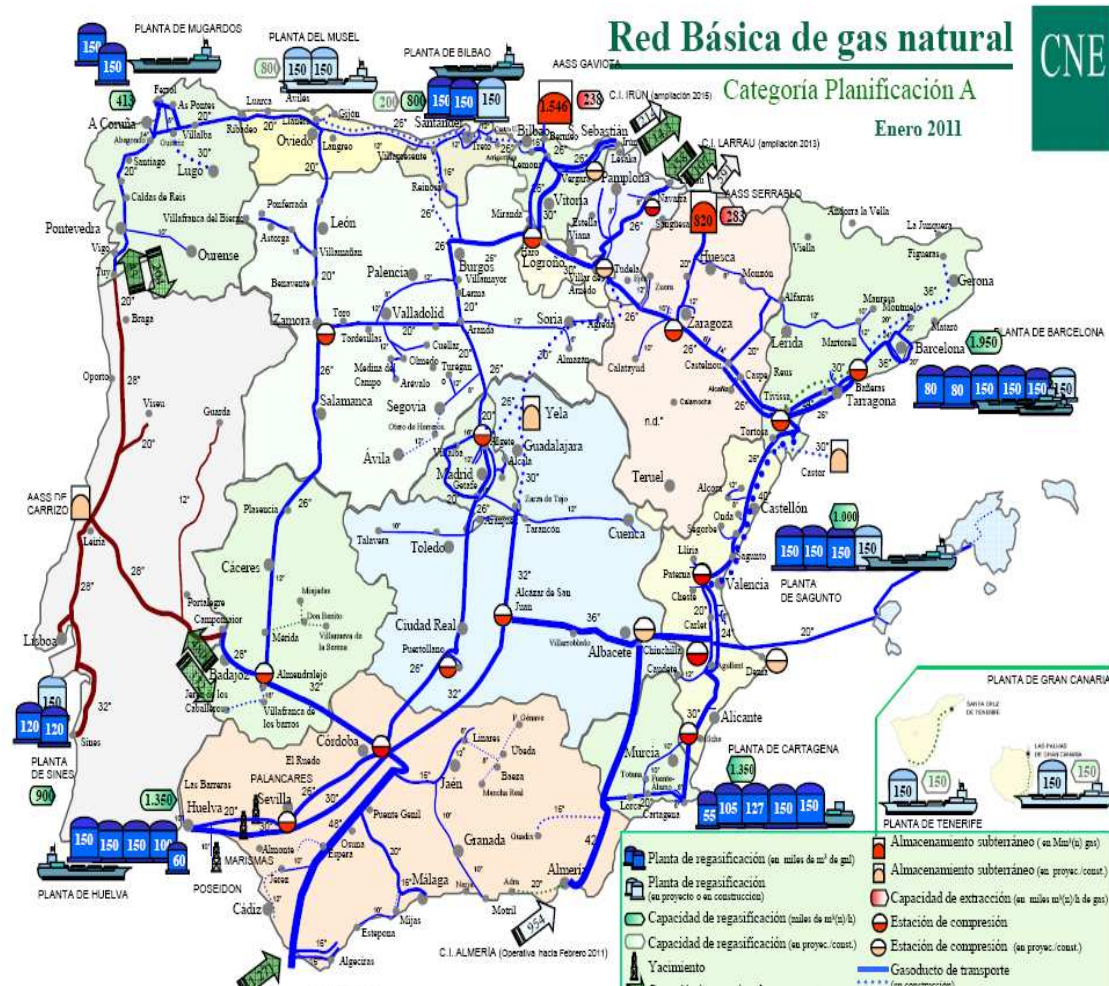


Figura 9: Red de gasoductos de transporte, plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y estaciones de compresión en España (Fuente: CNE)

IV-Distribución: Permite que el gas llegue desde las redes de transporte al consumidor final en las adecuadas condiciones de calidad.

- a. Esta actividad está compuesta por los gasoductos con presión máxima de diseño de valor igual o inferior a 16 bar y aquellos que abastecen a un único consumidor partiendo de la red de transporte, con independencia de su presión máxima de diseño.
- b. Actividad regulada con las mismas características que el transporte.

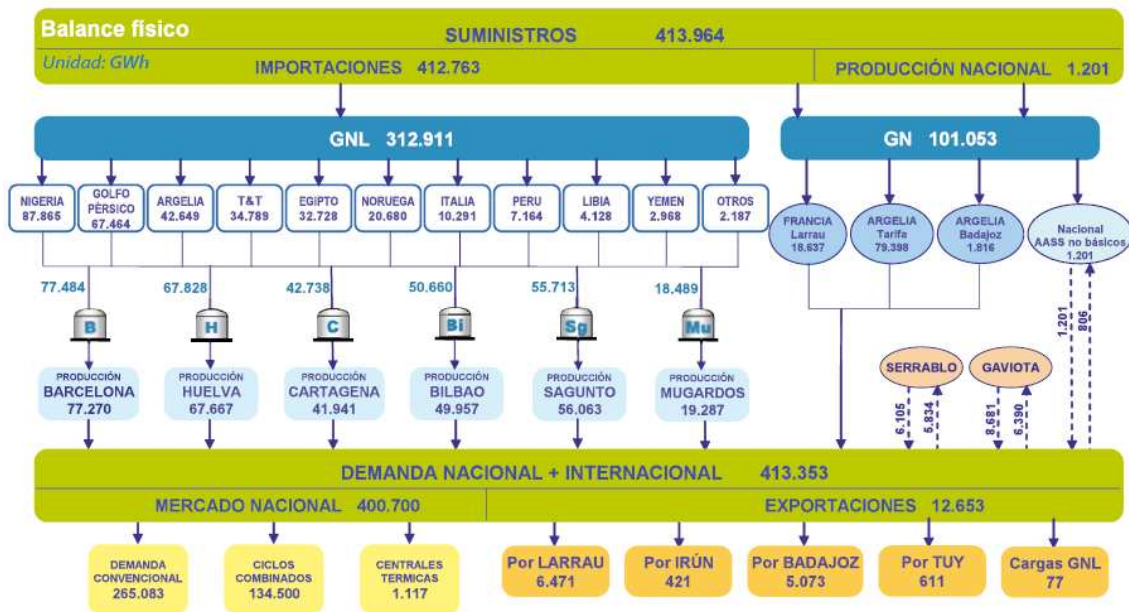
Flujo del gas en España en 2010:

Figura 10: Esquema del flujo de gas en las infraestructuras españolas en el 2010 (Fuente: Enagás)

En la figura 10 se observa que la principal entrada de GNL en nuestro país es la regasificadora de Barcelona con 77.270 GWh y la principal entrada de GN es el gasoducto de Argelia con 79.388 GWh. El principal país suministrador de gas natural es Nigeria con 87.865 GWh. La equivalencia volumen de gas \rightarrow energía es 1 m³ de gas equivale aproximadamente a 10,4 kWh.

3.4 Agentes del sistema gasista

- I. Productores: realizan la exploración, investigación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.
- II. Transportistas: son los titulares de instalaciones de almacenamiento, regasificación o gasoductos de transporte de presión superior a 16 bar. En España existen 9 transportistas:
 - Enagás, S.A.
 - Gas Natural SDG, S.A.
 - Naturgas Energía Transporte, S.A.U.
 - Bahía de Bizkaia Gas, S.L.
 - Reganosa
 - Planta de regasificación de Sagunto, S.A.
 - Medgaz S.A.
 - Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.
 - Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.L.
- III. Distribuidores: son los titulares de instalaciones de distribución de gas natural con presión menor o igual de 16 bar o que alimenten a un solo consumidor. En España existen 20 distribuidores distintos, algunos de ellos son:
 - Endesa Gas Distribución S.A.U.
 - Madrileña Red de Gas, S.A.
 - Repsol Butano, S.A.
 - Iberdrola distribución de gas, S.A.U.
 - Naturgas Energía Distribución, S.A.U.
 - Cegas, S.A.

IV. Comercializadores: son los que adquieren gas natural (a los productores o a otros comercializadores) y lo venden a sus clientes cualificados o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas. Los comercializadores utilizan las instalaciones de transportistas y distribuidores para el transporte y suministro de gas a sus clientes, a cambio de pagar un peaje. En España existen 46 comercializadores de gas natural, algunos de ellos son:

- E.ON Energía, S.L.
- Gas Natural Comercializadora, S.A.
- GDF Suez Comercializadora, S.A.
- Galp Energía, S.A.U.
- BP Gas España, S.A.U.
- HC Naturgas comercializadora de último recurso, S.A.

V. Consumidores de gas: desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores de gas pueden elegir entre adquirir el gas a su distribuidor, a la tarifa establecida reglamentariamente, o adquirir el gas a cualquier comercializador, en condiciones libremente pactadas.

VI. Gestor Técnico del Sistema Gasista (GTS): es el transportista titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural y tiene la responsabilidad de la gestión técnica de la red básica y de las redes de transporte secundario. Su objetivo es garantizar la continuidad y seguridad del suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso. El Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio designa a Enagás como GTS.

4. Mercado liberalizado y TUR

Hasta ahora el trabajo se ha desarrollado considerando al sistema gasista en su conjunto, ahora se centra en la fase de comercialización del gas.

Existen dos maneras de vender o comprar gas, acudiendo al mercado de gas liberalizado o acogiéndose a la Tarifa de Último Recurso (TUR) establecida por el Ministerio de Industria para de alguna manera proteger generalmente al consumidor doméstico o aquel que compra poca cantidad de gas. Es una tarifa fija que no sufre fluctuaciones hasta que no es actualizada. Esto sucede de igual manera en el sector de la electricidad.

La TUR se define como el precio máximo que pueden cobrar los comercializadores que hayan sido designados como suministradores de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo a la normativa vigente, tengan derecho a acogerse a la misma.

En ambas modalidades, los peajes de acceso a redes son los mismos, porque esta parte del precio del gas está destinada a financiar las actividades reguladas del sector (regasificación, T&D...) que son utilizadas por todos los usuarios, tanto si acuden al mercado de gas liberalizado como si se acogen a la TUR.

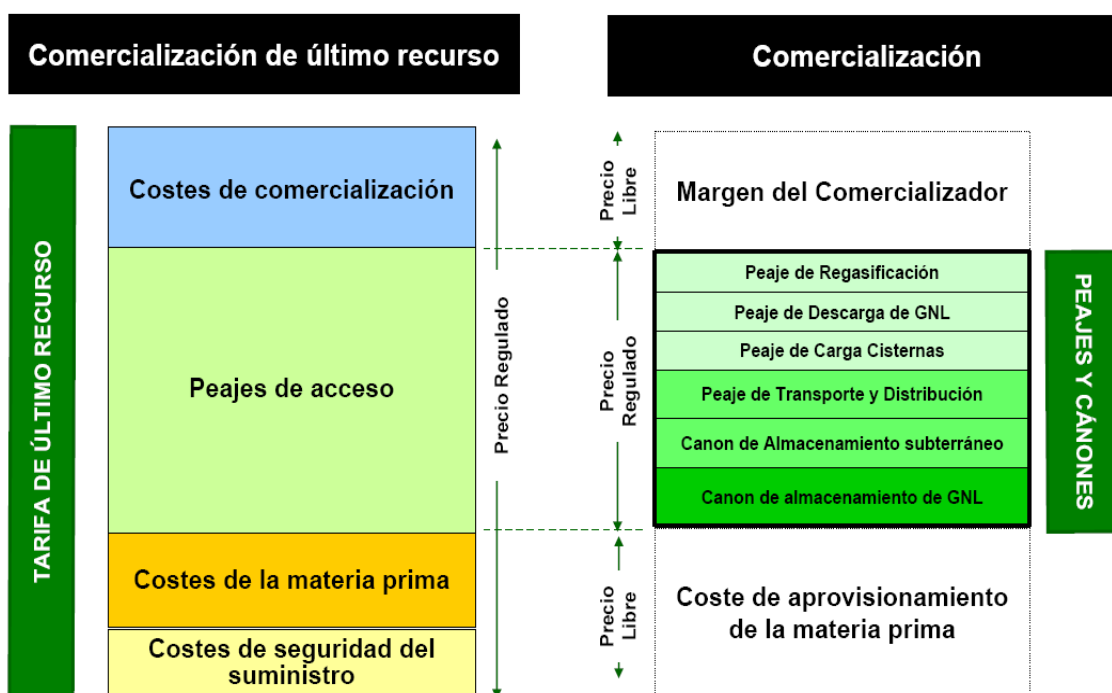


Figura 11: Esquema general de los costes incurridos en el servicio de gas. (Fuente: CNE)

La figura 11 muestra la estructura de costes en las dos modalidades de tarifa: Comercialización en el mercado liberalizado y TUR. Las actividades de comercialización y el precio de la materia prima son actividades liberalizadas y por tanto tienen un precio libre en el caso de la comercialización en el mercado liberalizado y un precio regulado en el caso de la TUR.

Nº de Clientes	CLIENTES A PRECIO LIBRE	CLIENTES A TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO	Total
Grupo Gas Natural Fenosa	1.911.001	2.459.034	4.370.035
Grupo Endesa	897.986	177.648	1.075.634
Grupo Naturgas	682.348	141.071	823.419
Grupo Iberdrola	537.645	3.818	541.463
Grupo Galp	149.801	218.703	368.504
Otros	1.277	0	1.277
Total	4.180.058	3.000.274	7.180.332

Figura 12: Principales compañías comercializadoras con el reparto de clientes de TUR y de precio libre en 2009. (Fuente: CNE)

Suministros que contratan y adquieren su energía a un comercializador de último recurso:

Solo pueden acogerse a la TUR consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo sea inferior a 50.000kWh/año. Como se verá más adelante esto solo sucede en los grupos de peaje 3.1 y 3.2 que incluyen todos los consumidores domésticos de gas. Esta modalidad de compra venta de gas incluye en la tarifa:

- Peajes por el uso de las redes de T&D.
- Peajes y cánones para llevar el gas hasta las redes de distribución: Actividades de regasificación, almacenamiento subterráneo y reserva de capacidad.
- Coste de seguridad de suministro asociado al aprovisionamiento continuo y fiable de la materia prima.
- Coste de comercialización.
- Coste del gas (materia prima) fijado administrativamente mediante subastas de gas según la Orden ITC/863/2009 de 2 de abril. Estas subastas son organizadas por OMEL y supervisadas por la CNE y se subastan los productos: gas de base, gas de invierno y gas modulado. El precio resultante de estas subastas se establece como referencia para la actualización de la TUR. La frecuencia de estas subastas es trimestral.

Precios TUR 2011:

Los consumidores con derecho a TUR, y acogidos a esta modalidad de tarifa, están sujetos a la revisión trimestral de la tarifa por parte del Ministerio de Industria (MITyC).

Los precios sin impuestos de la tarifa de último recurso de suministro de gas natural, serán los indicados a continuación:

Tarifa		Término	
		Fijo (€/Cliente)/mes	Variable cent/kWh
TUR.1	Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año.	4,09	5,500750
TUR.2	Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	8,33	4,893650

Figura 13: BOE 21 de septiembre de 2011.

5. Peajes. ¿Por qué y para qué?

Los peajes y cánones deben hacer frente al coste de las actividades regulada en la red de gas, algo que se sitúa, en 2010, alrededor de los 2.700 millones de euros al año. En la actualidad se incluyen con cargo a los peajes y cánones, la retribución de las siguientes actividades:

- Regasificación.
- Almacenamiento.
- Transporte y distribución (T&D).
- Gestor Técnico del Sistema (GTS).
- Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Plan de ahorro y eficiencia energética.
- Desvíos en el proceso de liquidaciones.

La regulación de los peajes debe buscar la alteración de las tarifas ajustándolas para que respondan verdaderamente a los costes reales que lleva asociada la red de gas y por tanto a los costes reales del servicio, que se presta a un tercero que se conecta a la red para consumir gas.



El objetivo último de los peajes en el sector del gas liberalizado es recaudar ingresos que permitan mantener la red en condiciones óptimas para garantizar el acceso de terceros (ATR) a las instalaciones y redes de la Red Básica de gas natural. Dicha Red Básica está constituida por gasoductos de transporte, plantas de regasificación, almacenamientos estratégicos, redes de distribución, estaciones de compresión, etc. Se pretende dar servicio a todos los usuarios con unas condiciones técnicas y económicas adecuadas, no discriminatorias y transparentes, que permitan un entorno de mercado en competencia.

La regulación del acceso de terceros a las infraestructuras gasistas, junto con la creación de las empresas comercializadoras, constituyen los pilares esenciales del proceso de liberalización del mercado gasista. Por esto, hablar de los peajes por acceso a las redes o a las plantas de regasificación es, en definitiva, hablar del tema clave del sector gasista.

Los peajes ajustan y unifican el precio pagado por todos los usuarios de la red, permitiendo la competencia en el sector y eliminando la ineficiencia derivada de la falta de esta.

La fijación de los peajes debe responder a los siguientes criterios básicos, encaminados a representar los costes reales incurridos por el uso de la red:

- a. Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el periodo de vida útil de las mismas. Se incluyen inversiones en gasoductos de transporte, plantas de regasificación, almacenamientos estratégicos y redes de distribución.
- b. Permitir una razonable rentabilidad al titular de la inversión.
- c. Retribuir los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutir positivamente en el servicio prestado a usuarios y consumidores.
- d. No producir distorsiones competitivas en el normal funcionamiento del sector liberalizado, entre el suministro en régimen de tarifa y el excluido del mismo.
- e. Incentivar a los consumidores un uso eficaz para fomentar una mejor utilización del sistema gasista.

El precio por el uso de las instalaciones de la red de gas (Redes de T&D, servicios de almacenamiento y regasificación) está determinado por el peaje de acceso. A su vez este peaje está determinado por los costes de explotación depurados y ajustados, por la amortización prudente y realista de los activos de las empresas con actividades reguladas, por la normal rentabilidad de la inversión neta y por los impuestos.

5.1 Retribución de actividades reguladas en el sector del gas

Los costes de acceso regulados están compuestos por:

- Retribución de instalaciones necesarias para realizar las actividades reguladas de la cadena del gas: Regasificación, almacenamiento, T&D.
- Financiación de las instituciones necesarias para el correcto funcionamiento del sistema: GTS (Enagás) y CNE.
- Otros: Déficit/Superávit de anteriores ejercicios y plan de ahorro y eficiencia energética.

Los costes de las actividades reguladas o liquidables, que se recaudan mediante los peajes y cánones que se liquidan por la CNE para financiar adecuadamente dichas actividades reguladas, se describen en la figura 14:

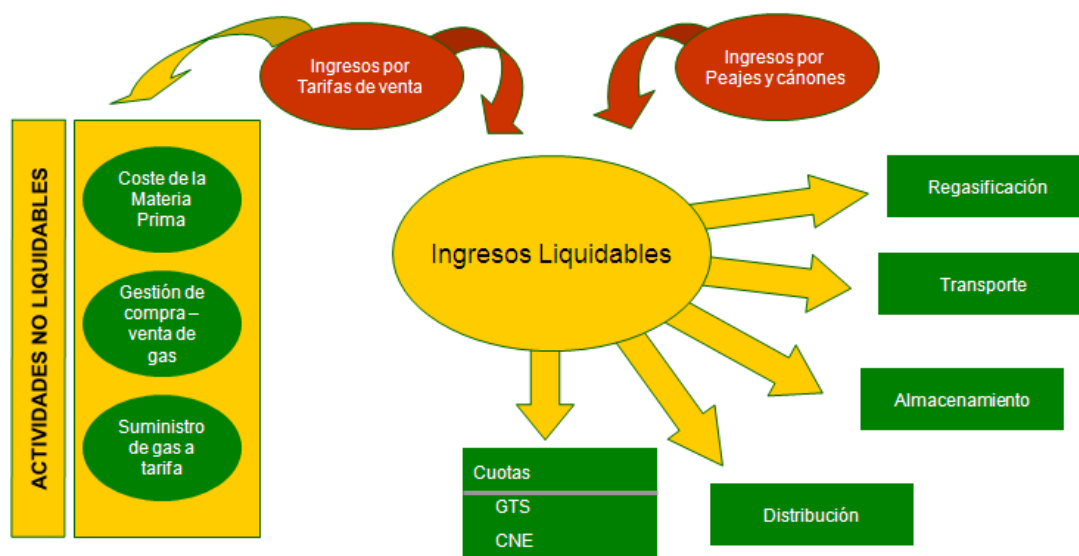


Figura 14: Esquema de ingresos del sector gasista. (Fuente: CNE)

En la figura 14 se diferencian las actividades liquidables (actividades reguladas con derecho a retribución) de las actividades no liquidables que liberalizan el mercado. Los ingresos liquidables son aquella parte de los ingresos totales del sector que se destinan a la financiación adecuada de las actividades reguladas, según el sistema de peajes y cánones vigente en España.

El reconocimiento de costes de las actividades reguladas se actualiza anualmente en base a:

- Costes de inversión.
- Costes de operación y mantenimiento.
- Disponibilidad y utilización de instalaciones.
- Otros necesarios para el desarrollo de infraestructuras teniendo en cuenta la evolución de la demanda.

Estructura de costes del sistema gasista en España en 2010:

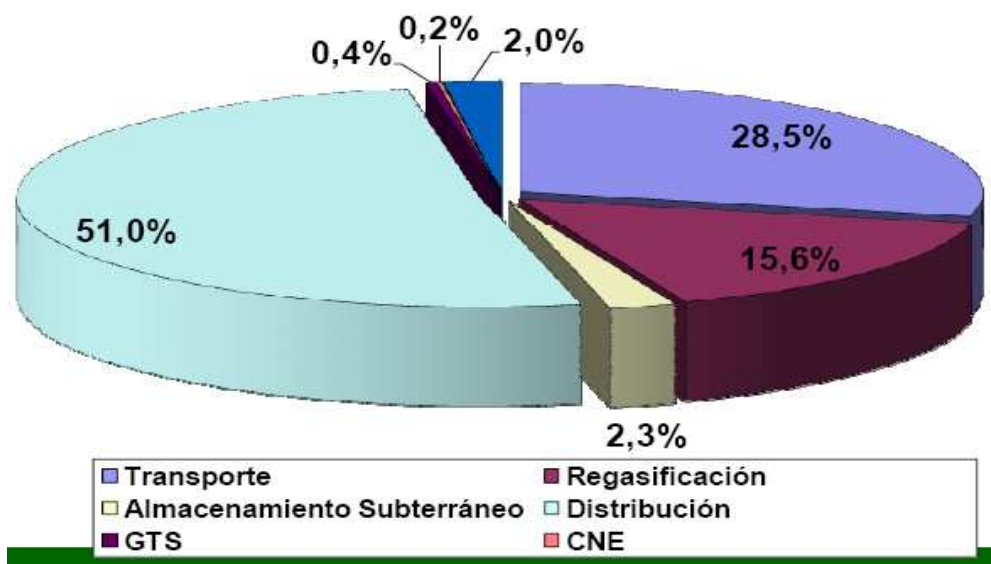


Figura 15: Estructura de costes regulados del sistema gasista (Fuente: CNE)

Las empresas que ejerzan más de una actividad en el sector gasista, sea tanto regulada como no regulada, llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas para cada una de las actividades que ejerzan. Es necesario una separación efectiva de las actividades del sector con los objetivos de:

- Evitar discriminaciones entre las actividades.
- Evitar retribuciones cruzadas entre las distintas actividades de una misma empresa.
- Evitar distorsiones en la competencia entre las empresas del sector.

5.2 Metodología para el cálculo de los peajes

Los precios de peajes y cánones se actualizan anualmente, entrando en vigor el tercer martes del mes de enero. Pueden ser revisados trimestralmente, en caso de razón justificada, para su entrada en vigor el primer día de los meses de abril, julio y octubre, esto es, cuando se procede a revisar la TUR. No obstante para lograr mayor estabilidad regulatoria y para facilitar la toma de decisión por parte de las empresas gasistas, los inversores y los consumidores, es preferible que solo exista una revisión anual, ya que estas revisiones pueden afectar al funcionamiento o equilibrio que en ese momento tenga el sistema gasista.

El ejercicio tarifario requiere determinar el escenario de costes e ingresos.

Por un lado, es necesario y de mucha importancia obtener una buena estimación de la demanda en base a la previsión de las Variables de Facturación, es decir, número de clientes, caudal contratado y energía demandada por grupo tarifario.

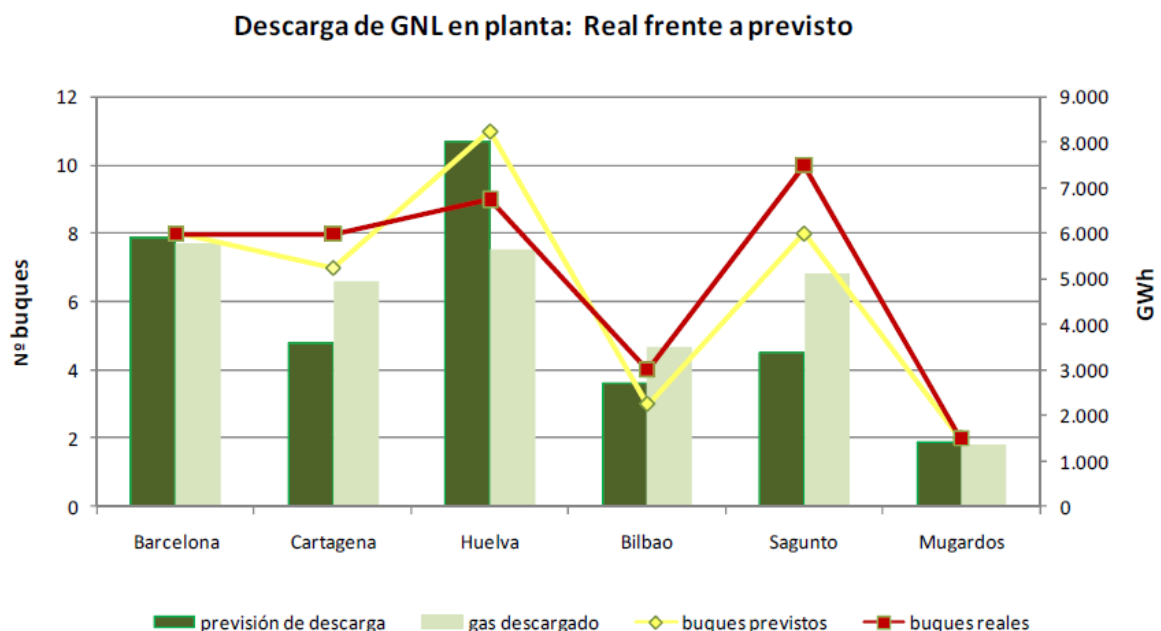


Figura 16: Ejemplo de estimaciones de demanda: Diferencias entre previsión y realidad de descarga en plantas de regasificación.

Por otro lado, es necesaria la determinación de los costes del sistema, haciendo una buena previsión de la retribución necesaria para cada tipo de instalación de la red de gas (regasificación, almacenamiento, T&D), el coste de las instituciones tanto operadoras, GTS, como reguladoras, CNE, y por último se deberán tener en cuenta otros costes como subsanación de déficit/superávit de ejercicios anteriores o el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.

Concepto	Costes Acceso (€)	Distribución por concepto de coste
Regasificación	513.130.621	19%
Almacenamiento	61.291.075	2%
Transporte	643.618.199	24%
Distribución	1.300.302.656	48%
Instituciones	15.228.000	1%
Gestor Técnico del Sistema	10.821.000	0%
CNE	4.407.000	0%
Otros	163.740.000	6%
Déficit – superávit (2002 – 2007)	106.740.000	4%
Ahorro y eficiencia energética	57.000.000	2%
Total	2.697.310.561	100%

Figura 17: Esquema de costes previstos en el sistema gasista en el ejercicio 2008 (Fuente: CNE),

En la figura 17 se puede observar que la actividad de distribución supone prácticamente la mitad del coste de las actividades reguladas del sistema gasista que se retribuyen mediante los peajes.

Debe y tiene que existir una correspondencia objetiva, transparente y no discriminatoria entre la retribución necesaria o los costes de cada actividad regulada con los ingresos que la misma recauda a través del sistema de peajes y cánones, el cual sigue un esquema que persigue este objetivo. De esta manera se evitan incrementos uniformes en todos los peajes y cánones, ya que cada uno va ligado a la retribución necesaria de una de las actividades reguladas.

El esquema a seguir para la determinación de los peajes y cánones es el siguiente:

- a. Retribuciones reconocidas a las actividades reguladas: regasificación, transporte, distribución y almacenamientos subterráneos.
- b. Estimación de la facturación por peajes para cada una de las actividades reguladas, esto se calcula en función de la demanda prevista (compleja de calcular y en constante evolución), factores de carga, capacidades contratadas, desvíos de años previos... En este paso se deben valorar varios escenarios posibles en el sistema gasista y hacer un análisis de sensibilidades para finalmente seleccionar la mejor opción.
- c. Análisis de la suficiencia recaudatoria: Determinar si realmente son suficientes los ingresos para cubrir las actividades reguladas. Se debe lograr el objetivo de déficit cero.
- d. Finalmente determinar los peajes y cánones. Establecer variaciones en peajes y cánones que proporcionen ingresos que permitan cubrir adecuadamente los costes regulados del sistema, para que la calidad de servicio de este sea la exigida.

Los principios regulatorios para la correcta determinación de los peajes y tarifas de gas natural son:

- a. Suficiencia: La recuperación de los costes de las actividades reguladas y los cargos regulatorios adicionales debe estar garantizada.
- b. Eficiencia: Las tarifas, los peajes y cánones deben reflejar adecuadamente los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema para incentivar la eficiencia y evitar subsidios cruzados.

- c. **Aditividad:** Las tarifas, los peajes y cánones deben recoger explícitamente todos y cada uno de los conceptos a recuperar. En el caso de la TUR se añaden de forma aditiva los conceptos del coste de materia prima, los peajes de acceso, los costes de comercialización y los costes de seguridad de suministro.
- d. **Estabilidad:** La metodología empleada proporciona seguridad regulatoria suficiente, definiendo reglas que permanecen en el tiempo para dar señales estables en el tiempo a los agentes que participan en el sistema y que puedan planificar su actividad a corto, medio y largo plazo.
- e. **Transparencia:** El procedimiento tarifario, las variables e hipótesis utilizadas deben estar claras y ser reproducibles por los agentes.
- f. **Sencillez:** En el esquema y metodología aplicada en los peajes, tarifas y cánones.
- g. **Objetividad:** La metodología no puede estar sujeta a la arbitrariedad.
- h. **Coherencia:** Con el marco regulatorio y con la conexión entre tipo de peaje y coste asociado.

Los peajes y cánones en España tienen algunas características destacables:

- Son únicos en todo el territorio nacional (excepto el peaje de regasificación).
- El peaje de conducción de T&D se estructura en función de la presión del punto de conexión del consumidor y el consumo anual.
- Los peajes no incluyen mermas y autoconsumos de la red hasta el punto de suministro.
- Se realiza una liquidación mensual por parte de la CNE de dichos precios regulados para financiar las respectivas actividades reguladas.

5.3 Estructura y tipos de peajes

Los peajes y cánones serán únicos para todo el territorio nacional, en función del volumen, presión y forma de consumo y tendrán carácter de máximos.

Los peajes y cánones no incluirán las mermas y autoconsumos correspondientes para el buen funcionamiento del sistema y el abastecimiento a todos los usuarios.

De acuerdo con los distintos niveles de presión se establece la estructura de las tarifas de venta de gas natural, que serán abonadas por los consumidores, de esta manera existen tres grupos tarifarios.

Estructura de los peajes y cánones de los servicios básicos:

I. Peaje de regasificación:

Da derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de buques, transporte a tanques de GNL, regasificación y un almacenamiento adicional de GNL equivalente a diez días de la capacidad contratada diaria, además de la capacidad necesaria para la descarga de buques empleados para el transporte de GNL con el único límite de la capacidad máxima de atraque.

Se calcula mensualmente y tiene un término fijo (T_{fr}) aplicado al caudal diario a facturar al usuario (Q_r) y un término variable (T_{vr}) aplicado a los kWh realmente regasificados o cargados en cisterna (Cr):

$$P_r = T_{fr} Q_r + T_{vr} Cr$$

El caudal diario a facturar se puede ver modificado según las diferencias que existan entre el caudal diario máximo nominado en el mes (Q_{rn}) y el caudal diario máximo contratado (Q_{rd}). De esta manera:

- a. Si Q_{rn} se encuentra entre el 85 y el 105% del Q_{rd} , el caudal diario a facturar al usuario (Q_r) será: $Q_r = Q_{rn}$.
- b. Si Q_{rn} es inferior al 85% del Q_{rd} : $Q_r = 0,85Q_{rd}$.
- c. Si Q_{rn} es superior al 105% del Q_{rd} : $Q_r = Q_{rn} + 2*(Q_{rn} - 1,05*Q_{rd})$.

II. Peaje de T&D:

Da derecho al uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor, además de la utilización de un almacenamiento operativo correspondiente a cinco días de la capacidad contratada.

Se compone de dos términos: término de reserva de capacidad (T_{rc}) y término de conducción (T_c), este último se diferenciará en función de la presión de diseño a la que se conecte la instalación del consumidor.

$$P_{TD} = T_{rc} + T_c$$

- a. Término de reserva de capacidad de T&D : La facturación de este término será efectuada por la empresa transportista titular de las instalaciones donde esté situado el punto de entrada del gas natural al sistema de transporte y distribución. Se calcula según el caudal diario a facturar (Q_e) a cada usuario con contrato de acceso y el término fijo de reserva de capacidad (T_{fe}).

$$T_{rc} = T_{fe} Q_e$$

El cálculo de Q_e es equivalente al cálculo de Q_r en el peaje de regasificación.

- b. Término de conducción del peaje de T&D: La facturación de este término corresponde a la empresa distribuidora titular de las instalaciones donde se sitúa el punto de entrega del gas natural al consumidor final. El término de conducción tiene un término fijo según el caudal diario a facturar al consumidor y un término variable en función de los kWh realmente consumidos por el mismo. Para el cálculo de este término se establecen los siguientes tres escalones según la presión de diseño donde se conecta el consumidor final. Además el valor de cada término en el cálculo dependerá del volumen de consumo del consumidor.

- (1) Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 60 bares: Tiene tres niveles de consumo:

➔ Peaje 1.1: Consumo inferior o igual a 200 millones de kWh/año

- ➔ Peaje 1.2: Consumo superior a 200 millones e inferior o igual a 1.000 millones de kWh/año
- ➔ Peaje 1.3: Consumo superior a 1.000 millones de kWh/año

La fórmula a utilizar para el cálculo del término de conducción del peaje será:

$$T_c = \sum[\sum(T_{fij} Q_j + T_{vij} C_j)]$$

El primer sumatorio se utiliza para tener en cuenta los tres escalones de consumo y el segundo sumatorio tiene en cuenta los consumidores conectados en el escalón de consumo correspondiente. T_{fij} es el término fijo en euros/kWh/día para el consumidor j y volumen de consumo i . Q_j es el caudal diario a facturar al consumidor j en kWh/día, que se calcula de manera análoga al caudal diario de regasificación (Q_r). T_{vij} es el término variable para el consumidor j y volumen de consumo i . C_j son los kWh de gas realmente consumidos por el consumidor j .

(2) Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bares e inferior o igual a 60 bares: En este caso hay 6 niveles de consumo:

- ➔ Peaje 2.1: Consumo inferior o igual a 500.000 kWh/año.
- ➔ Peaje 2.2: Consumo entre 500.000 y 5 millones de kWh/año.
- ➔ Peaje 2.3: Consumo entre 5 millones y 30 millones de kWh/año.
- ➔ Peaje 2.4: Consumo entre 30 millones y 100 millones de kWh/año.
- ➔ Peaje 2.5: Consumo entre 100 millones y 500 millones de kWh/año.
- ➔ Peaje 2.6: Consumo superior a 500 millones de kWh/año.

El cálculo del término de conducción es equivalente al del escalón de presión anterior, con la diferencia de que ahora en el primer sumatorio hay 6 escalones y no 3.

(3) Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bares: Tiene 4 niveles de consumo:

- ➔ Peaje 3.1: Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año.

- ➔ Peaje 3.2: Consumo entre 5.000 y 50.000 kWh/año.
- ➔ Peaje 3.3: Consumo entre 50.000 y 100.000 kWh/año.
- ➔ Peaje 3.4: Consumo superior a 100.000 kWh/año.

El término de conducción del peaje se calcula con la siguiente fórmula:

$$T_c = \sum (T_{fi} N_i + T_{vi} C_i)$$

El sumatorio tiene en cuenta los 4 niveles de consumo. T_{fi} es el término fijo para el escalón de consumo i en euros/consumidor. N_i es el número de consumidores en el escalón de consumo i . T_{vi} es el término variable para el escalón de consumo i en euros/kWh. C_i son los kWh consumidos realmente por el conjunto de consumidores en el escalón de consumo i .

III. Canon de almacenamiento subterráneo:

Da derecho al uso de las instalaciones de inyección y extracción de gas natural en los almacenamientos subterráneos de forma proporcional a la capacidad contratada. Se le aplica a cada sujeto con contrato de almacenamiento.

Tiene un término fijo (T_f) a multiplicar por la capacidad de almacenamiento contratada (Q_a) y un término variable (T_v) a multiplicar por el volumen de gas efectivamente inyectado o extraído cada mes (E_a). Se calcula:

$$C_a = T_f Q_a + T_v E_a$$

IV. Canon de almacenamiento de GNL:

Da derecho al uso de todas las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL, solo se aplicará si se excede el almacenamiento de gas incluido en el peaje de regasificación.

Tiene únicamente un término variable (T_v) aplicable al volumen de GNL expresado en m³ de GNL/día y medido en periodos de 24 horas (E_{ai}):

$$C_a = T_v \sum E_{ai}$$

El sumatorio expresa la suma de los días del mes en que el volumen de GNL sobrepasa el incluido en el peaje de regasificación.

PEAJES Y CÁNONES	TÉRMINOS DE FACTURACIÓN	
	Términos fijos	Términos variables
I. Peaje de regasificación	✓	✓
II. Peaje de T&D		
• Término de reserva de capacidad	✓	✗
• Término de conducción	✓	✓
III. Canon de almacenamiento subterráneo	✓	✓
IV. Canon de almacenamiento de GNL	✗	✓

Figura 18: Estructura básica de los peajes (Fuente: CNE)

6. Peajes de gas en la actualidad

En la actualidad, año 2011, para fijar los peajes, los cuales son de tipo postal, se realizan varios escenarios de previsión de la demanda por la CNE y el MITyC, utilizando la información aportada por distribuidores y transportistas, por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) y por el Operador del Sistema Eléctrico (OS) y atendiendo a diferentes criterios y previsiones sobre el consumo de las centrales de ciclo combinado, la hidráulicidad o los precios internacionales del gas y del carbón. La previsión de demanda para el año 2011, según el GTS fue de 1,6% superior al 2010, la demanda de los ciclos combinados crecería un 3,6% y la demanda convencional y doméstica un 0,6%.

Es muy importante la elección correcta del escenario de demanda de gas para la generación eléctrica en las centrales de ciclo combinado (el más difícil de prever) que se utiliza para el cálculo de los peajes y cánones para lograr el objetivo de garantizar la suficiencia de los mismos y minimizar la probabilidad de que aparezca un déficit en la liquidación de las actividades reguladas del sector gasista.

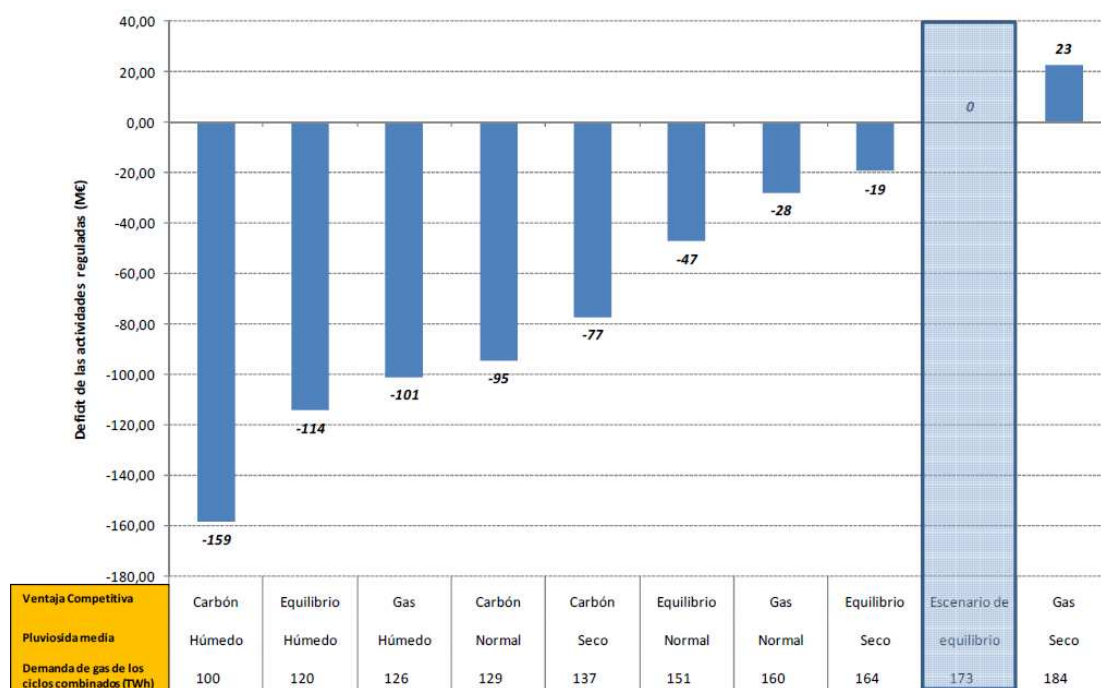


Figura 19: Déficit en la liquidación de las actividades reguladas en función de distintos escenarios de demanda de ciclos combinados para generación eléctrica previstos por el GTS.

En la figura 19 se presentan diez posibles escenarios de demanda atendiendo a los diferentes precios del carbón y del gas y a las posibles condiciones de hidraulicidad. Todo esto con el objetivo de ver la sensibilidad de que ocurra una cosa u otra en relación a lograr el objetivo de retribuir adecuadamente (sin déficit ni superávit) las actividades reguladas. De esta manera la situación más desfavorable para el consumo de gas natural en las centrales de ciclo combinado es aquella en la que el carbón logra una ventaja competitiva frente al gas natural y se da una temporada muy lluviosa.

La actualización o modificación de los peajes es consecuencia de una serie de circunstancias que se encadenan: evolución o crecimiento del mercado o del consumo que provoca un cambio en la planificación de la red, esto a su vez provoca un cambio en los costes a retribuir de las actividades reguladas, y por tanto se hace necesario cambiar los ingresos que provienen de los peajes. En todo momento se debe buscar que las actualizaciones sucesivas de los peajes y cánones estén debidamente justificadas y estén analizadas a futuro, de esta manera, hay que prever la entrada de nuevas infraestructuras a la red, para no provocar subidas tarifarias significativas y repentinas en las próximas actualizaciones, un ejemplo es la próxima entrada en funcionamiento del almacenamiento subterráneo de Castor.

En resumen el esquema básico del sistema económico de cálculo de peajes y liquidación de actividades reguladas en la actualidad es:

- a. Determinación de la retribución reconocida de las actividades reguladas:
¿Cuánto hay que pagar?
- b. Elaboración de los peajes y tarifas que han de retribuir las infraestructuras
¿Cuánto hay que cobrar a los usuarios por el uso de las redes?
- c. Cobro de los servicios prestados. ¿Lo cobrado es realmente lo que hay que pagar a cada una de las actividades?
- d. Liquidación del sistema para que los agentes que desempeñan las actividades reguladas recuperen las retribuciones reconocidas. ¿Está ajustado el balance entre cobros y pagos?

Respondiendo adecuadamente a estas preguntas se logra que el funcionamiento del sector liberalizado del gas sea adecuado para favorecer la competencia en el sector y la entrada de nuevos agentes al sistema gasista.

6.1 Ejemplos y cálculos reales

A continuación se muestra el cálculo del coste imputado a los peajes de T&D en base a un escenario conservador en cuanto a la previsión de demanda de gas:

Transporte	Distribución	Desvío Liquidaciones (Déficit)	Ahorro y eficiencia energética	Seguridad del suministro	Suministro a tarifas	Total
798.632	1.499.411	141.320	57.292	103.992	101	2.600.738

Figura 20. Coste en miles de € de los distintos conceptos imputados al peaje T&D. Fuente: CNE, Informe 40/2010.

Peaje	Consumo MWh	Coste imputado	Cent €/kWh
Peaje de T & D	385.933.027	2.600.738.000 €	0,674

Figura 21. Prorratio del coste entre los kWh consumidos por todos los grupos de presión en que se divide el peaje de T&D. (Fuente: CNE, Informe 40/2010).

En el peaje de T&D también se incluyen entre los costes a recuperar los conceptos de coste de seguridad de suministro procedente del exceso de capacidad de regasificación y los costes de carácter general (déficit de ejercicios anteriores, plan ahorro y eficiencia energética y suministro a tarifas). Además de la necesaria suficiencia de ingresos para cubrir costes que debe regir la construcción de los peajes y cánones, otros objetivos que deben guiar la determinación de los mismos son, por una parte, la asignación equitativa entre los consumidores, según su rango de presión y nivel de consumo, y por otra, incentivar a los consumidores a un uso eficaz y una mejor utilización del sistema gasista.

Para calcular los costes a retribuir por un determinado peaje, se tienen en cuenta múltiples variables, como ejemplo podemos citar un gasoducto.

El coste de un gasoducto depende de varios factores. Depende por supuesto de su tamaño, es decir, del diámetro de la tubería y también como es lógico de la longitud, a mayor recorrido mayor costo. Pero además depende de las características del territorio que recorra, de su geología, su relieve, su dotación de infraestructura y de los costos ambientales que involucre su instalación. Otro factor se relaciona con los tramos submarinos y las profundidades asociadas, así como el cruce de ríos y humedales. Un aspecto importante tiene que ver con la presión inicial del gas en el origen, que afecta al espesor del tubo, requiriéndose mayor grosor a mayor presión, pero también la mayor presión reduce la cantidad de estaciones intermedias de compresión. Esta lista representa sólo unos pocos de los elementos que determinan el costo de un gasoducto, aunque el valor preciso se tiene que determinar en cada caso.

Todo esto hace que el cálculo de la retribución necesaria para sanear las cuentas de la actividad regulada de T&D sea complejo y no siempre se acierte en la previsión.

En el caso de la actividad principal, en cuanto al coste que supone, la actividad de distribución de la red de gas. Se reparte entre las distintas empresas distribuidoras que participan en el sector de la siguiente manera para el año 2011.

	Actualización 2011	Revisión 2009 – 2010	Total
Naturgas Energía Distribución, S.A.	160.808.227	-6.172.935	154.635.292
Gas Directo, S.A.	1.019.291	-593.415	425.876
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	8.925.375	200.337	9.125.712
Endesa Gas Distribución, S.A.	9.184.214	-743.737	8.440.477
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	10.397.178	-141.958	10.255.220
Gas Aragón S.A.	35.029.734	691.662	35.721.395
Gesa Gas, S.A.	17.959.294	-620.442	17.338.852
Tolosa Gas, S.A.	1.382.916	18.293	1.401.209
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	728.391.020	14.373.172	742.764.192

Gas Natural Andalucía, S.A.	76.480.326	-2.145.798	74.334.528
Gas Energía Distribución Cantabria, S.A.	23.583.009	-517.918	23.065.091
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.A.	35.605.465	244.056	35.849.520
Gas Natural Castilla y León, S.A.	71.095.621	-1.262.792	69.832.829
CEGAS, S.A.	115.658.797	-1.092.011	114.566.786
Gas Galicia SDG, S.A.	31.582.872	-694.201	30.888.670
Gas Energía Distribución Murcia, S.A.	16.975.914	-650.038	16.325.877
Gas Navarra, S.A.	25.554.913	-549.030	25.005.883
Gas Natural Rioja, S.A.	13.330.420	-144.082	13.186.338
Gasificador Regional Canaria, S.A.	297.369	133.288	430.657
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.	183.598	9.720	193.317
Distribuidora sureuropea de gas, S.A.	448.763	-27.623	421.140
Madrileña Red de Gas, S.A.	95.691.268	362.215	96.053.483
Transmanchega de Gas, S.A.U.	1.027.134	-32.308	994.826
	1.480.612.717	644.453	1.481.257.170

Figura 22: Reparto entre distribuidoras de la retribución de la actividad de distribución y diferencias entre los distintos cálculos y previsiones de la CNE y el MITyC en la OM. (Fuente: Orden ITC/3354/2010).

En la tabla de la figura 22 se pone de manifiesto la importancia de afinar lo mejor posible en las previsiones de demanda, para de aquí poder calcular los costes y los peajes correspondientes. Para ello es importante que tanto el GTS como el OS trabajen en una previsión conjuntamente.

Consumo y número de clientes por grupo tarifario:

Estructura de grupos de peajes/ escalones de consumo	Consumo total en MWh	Número de clientes totales
Grupo 1 (presión > 60 bar)		
1.1 Consumo =< 200 GWh/año	1.553.119	18
1.2 Consumo > 200GWh/año y =< 1000 GWh/año	16.332.142	37
1.3 Consumo > 1000 GWh/año	161.465.154	54
<i>Total grupo 1</i>	179.350.415	109
Grupo 2 (Presión > 4 bar y =< 60 bar)		
2.1 Consumo =< 500.000 KWh/año	180.639	635
2.2 Consumo > 500.000 KWh/año y =< 5 GWh/año	2.595.860	1.383
2.3 Consumo > 5 GWh/año y =< 30 GWh/año	12.325.629	1.087
2.4 Consumo > 30 GWh/año y =< 100 GWh/año	21.821.871	476
2.5 Consumo > 100 GWh/año y =< 500 GWh/año	51.204.523	293
2.6 Consumo > 500 GWh/año	43.766.362	37
<i>Total Grupo 2</i>	131.894.884	3.911
Grupo 3 (Presión =< 4 bar)		
3.1 Consumo =< 5000 KWh/año	8.496.795,07	3.498.729
3.2 Consumo >5000 KWh/año y =< 50000 KWh/año	30.356.390,72	3.486.299
3.3 Consumo >50000 KWh/año y =< 100000 KWh/	1.222.118,24	21.752
3.4 Consumo > 100000 KWh/año	18.135.168,48	42.108
3.5 Consumo > 8 GWh/año	2.066.897,17	215
<i>Total grupo 3</i>	60.277.370	7.049.103

Figura 23: Consumo de gas natural por grupos de peajes en el 2009. (Fuente: CNE, Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España 2009).

En la figura 23 se observa que el consumo total de gas del grupo 3 es aproximadamente un 10% del total del consumo. Esto quiere decir que el 99% de los consumidores tienen solo el 10% del consumo. Además el 99% de los consumidores tienen derecho a TUR.

Desglose actualizado de la TUR-1 y TUR-2 respectivamente:

Concepto	Q1 2011			Q1 2011		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/ MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,168547		0,080677	0,68880		0,080593
Canon AA.SS		0,0687633	0,068763		0,068763	0,068763
Peaje Regasificación	0,270972	0,0077136	0,137417	1,10726	0,007714	0,137268
Peaje Descarga buques		0,0079503	0,007950		0,007950	0,007950
Canon GNL		0,0082328	0,008233		0,008233	0,008233
Término de conducción	2,230000	2,5451000	3,612511	5,11000	1,938000	2,535894
Total peajes	2,66952	2,6377600	3,91555	6,90605	2,030660	2,83870
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,76270	1,42000	0,083000	0,24915
Coste del gas		2,155638	2,15564		2,155638	2,15564
TUR	4,09000	4,876398	6,83412	8,33000	4,269298	5,24395

Figura 24: TUR-1 y TUR-2 resultantes de la aplicación por el principio de aditividad de los peajes correspondientes, el coste de comercialización y el coste del gas. (Fuente: Informe 40/2010. CNE)

Este ejemplo sirve para ver el concepto de aditividad de todos los costes incurridos por el servicio prestado con el que se construye la TUR.

Estas tarifas de la TUR correspondientes a 2011 se encuentran por encima de la TUR del 4º cuatrimestre de 2010, con incremento medio del 4,15% en el caso de TUR-1, no obstante el incremento no es el mismo para todos los usuarios, debido a que dicho incremento no es el mismo en el término variable que el término fijo, al ser mayor el incremento del término fijo los consumidores más pequeños tendrán una subida superior a los consumidores con grandes consumos. Esto se explica en la figura 25:

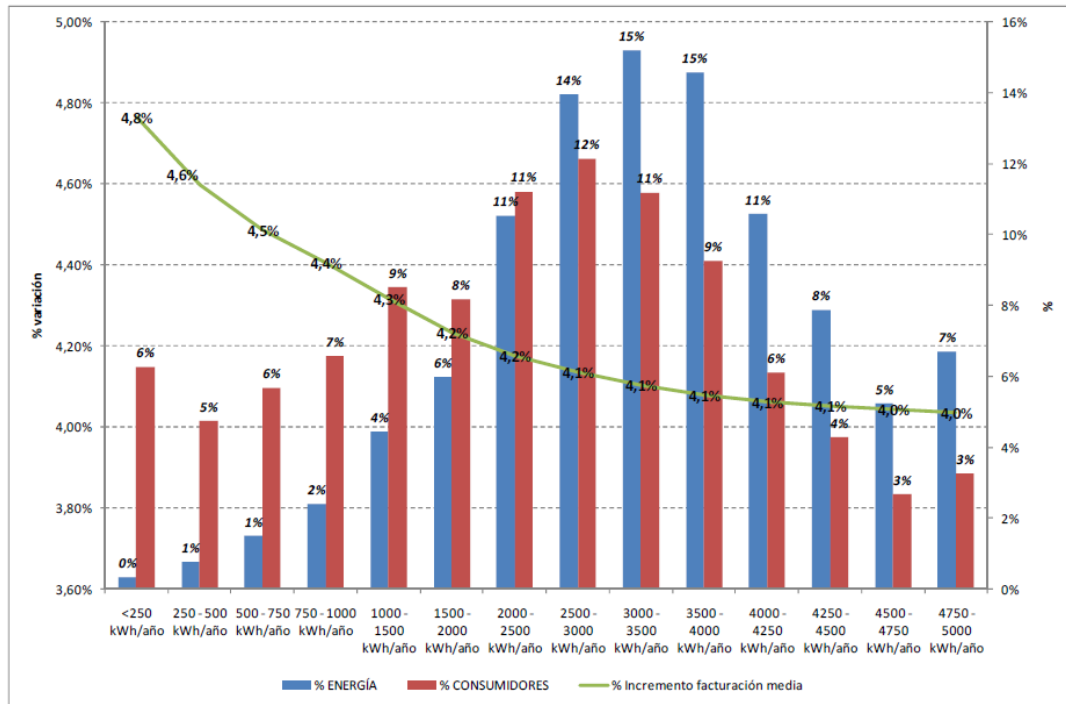


Figura 25: Impacto en el aumento de la TUR-1 resultante según el volumen de consumo del cliente. Reparto de volumen de energía y cantidad de consumidores por rango de volumen de consumo. (Fuente: CNE)

7. Herramienta informática de cálculo de peajes

Los peajes y cánones de gas natural se establecen en base a un sistema integrado de costes, que es posible por el principio de planificación centralizada existente en España. Las tarifas, peajes y cánones que se utilizan en la actualidad en España (año 2011) son de tipo postal, esto es, responden al cálculo del coste medio imputado, donde uno de los objetivos tarifarios es asignar los costes de forma equitativa e igualitaria entre todos los consumidores.

En el caso de los peajes de regasificación, reserva de capacidad y almacenamiento subterráneo, los costes se asignan de forma uniforme entre todos los usuarios. Mientras que en el caso del término de conducción del peaje de T&D, se hace una diferenciación entre nivel de presión y volumen de consumo a la hora de prorratear el coste de esta actividad.

El peaje de T&D actualmente aplicado en España tiene una estructura binómica en el término de conducción con un término fijo y otro variable que se calculan en función del nivel de presión y tramo de consumo del punto de conexión o de salida del gas de la red. Por el contrario en el término de reserva de capacidad, asociado a la entrada de gas a la red, únicamente tiene un término fijo según el resultado del caudal a facturar y no existe diferenciación por nivel de presión ni tramo de consumo.

La aplicación de un esquema binómico de término fijo y variable se justifica porque el sistema gasista es una actividad de red con rendimientos crecientes a escala. De esta manera el término fijo permite recuperar los costes hundidos o fijos existentes en las actividades con rendimientos crecientes a escala y con una inversión muy alta.

Una parte de la herramienta corresponde a tres hojas de cálculo en Excel para la estimación de los términos de los peajes publicados por el MITyC y que son de aplicación en la metodología de cálculo del Real Decreto 949/2001. Cada hoja corresponde al cálculo de los términos del canon de almacenamiento subterráneo, peaje de regasificación y peaje de T&D respectivamente.

La otra parte de la herramienta corresponde a dos pantallas de simulación para los grupos tarifarios del peaje de T&D 1 y 2 respectivamente.

La aplicación se ha desarrollado teniendo en consideración el siguiente código de colores utilizado en todas las pantallas:

- **Entrada de datos:** color verde y, en su caso, color morado.
- **Salida de datos:** color naranja.
- **Cálculos intermedios:** color amarillo.

7.1 Cálculo de los términos del peaje de regasificación

Se hace una estimación de los términos fijo ($\text{cent}\text{€}/(\text{kWh}/\text{día})/\text{mes}$) y variable ($\text{cent}\text{€}/\text{kWh}$) asociados a la retribución necesaria para la actividad que realizan las empresas con activos en regasificadoras (tanques y vaporizadores), y la operación y mantenimiento de estas instalaciones. La demanda se introduce con dos cifras, una es el caudal en $(\text{MWh}/\text{día})/\text{mes}$ contratado por el total de usuarios y la otra es los GWh regasificados totales en todas las plantas de regasificación del país. Como previsión la CNE utiliza la semisuma entre los valores de enero y diciembre que aportan el GTS y el OS en sus previsiones. Esta previsión debe revisarse y ser coherente con la demanda total de gas prevista para el periodo de estudio.

Con el peaje de regasificación solo se recupera en torno al 75% del total de la retribución necesaria para recuperar el coste de las empresas regasificadoras, el resto se recupera mediante el peaje de T&D. Esto es debido a que las plantas de regasificación, además de proporcionar capacidad de entrada a los agentes que la contratan, aportan seguridad de suministro al sistema relacionada con la capacidad excedentaria de regasificación que se viene estableciendo en la planificación obligatoria.

También se incluye la evolución de los valores de los términos del peaje en los últimos años.

La figura 26 muestra la pantalla de la aplicación para la estimación de los términos para el cálculo del peaje de regasificación.

Peaje de Regasificación

Ejemplo año 2010

Previsión demanda	
Caudal (MWh/día)/mes	124423
GWh regasificados	247443

Término fijo (Cent/(KWh/día)/mes)	1,6098
Término Variable (Cent/KWh)	0,0096

Coste total imputado (Miles de €)	352168
-----------------------------------	--------

El coste imputado al peaje de regasificación será el 75% de la retribución necesaria total para la actividad de regasificación.

Evolución peaje de regasificación en los últimos años:

	Término fijo	Término Variable
2006	1,4662	0,0087
2007	1,3536	0,008
2008	1,4348	0,0085
2009	1,4348	0,0085
2010	1,6099	0,0096
2011	1,7323	0,0103

Figura 26: Pantalla de simulación de los términos para el cálculo del peaje de regasificación. Se muestra como ejemplo el cálculo para el año 2010.

7.2 Cálculo de los términos del peaje de transporte y distribución

Para poder calcular los términos fijo y variable del término de conducción y el término de reserva de capacidad, se deben introducir los consumos y los factores de carga de cada uno de los grupos tarifarios que se relacionan en el RD 949/2001, además de los costes imputados en concepto de reserva de capacidad y en concepto de conducción.

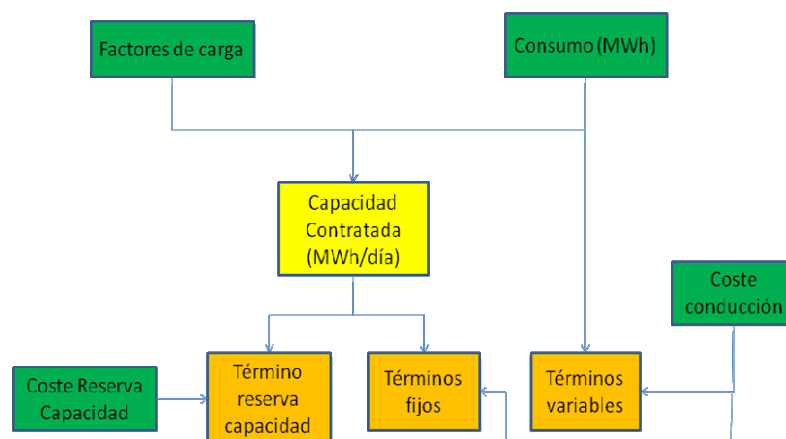


Figura 27: Diagrama del flujo de cálculo de la herramienta de simulación de los términos de los peajes de T&D.

Como se observa en la figura 27, en el cálculo del término fijo influye la capacidad contratada y el coste a recuperar y en el cálculo del término variable influye el consumo real y el coste a recuperar. El coste a recuperar por parte de cada subgrupo tarifario se calcula en base al porcentaje del coste total imputado que se recupera con dicho subgrupo, este porcentaje se ha estimado en base a anteriores ejercicios tarifarios.

Peaje de Transporte y Distribución

Previsión demanda (entrada de datos)					Salida de datos	
	Consumo (MWh)	n° clientes	Capacidad Contratada total (MWh/día)	Factores carga utilizados	Término fijo de reserva de capacidad (cent/(Kwh/día)/mes)	Término fijo de conducción (cent/(Kwh/día)/mes)
Subgrupo 1.1	1.553.119	18	8684		2,6537	0,0650
Subgrupo 1.2	16.332.142	37	91318		2,1786	0,0524
Subgrupo 1.3	161.465.154	54	902796		2,2036	0,0471
Grupo 1 Total	179.350.415	109	1002798	49%		
Subgrupo 2.1	180.639	635	952		19,6973	0,1403
Subgrupo 2.2	2.595.860	1.383	13677		4,5690	0,1179
Subgrupo 2.3	12.325.629	1.087	64940		3,3679	0,0949
Subgrupo 2.4	21.821.871	476	114973		2,9893	0,0858
Subgrupo 2.5	51.204.523	293	269781		2,8953	0,0754
Subgrupo 2.6	43.766.362	37	230592		2,5744	0,0655
Grupo 2 Total	131.894.884	3.911	694915	52%		
Subgrupo 3.1	8.496.795,07	3.498.729	66511		2,0938	2,4580
Subgrupo 3.2	30.356.390,72	3.486.299	237623		4,6884	1,8625
Subgrupo 3.3	1.222.118,24	21.752	9566		41,2452	1,2013
Subgrupo 3.4	18.135.168,48	42.108	141958		6,2130	0,9632
Subgrupo 3.5	2.066.897,17	215	16179		4,3037	0,1179
Grupo 3 Total	60.277.370	7.049.103	471839	35%		0,0000
Total	371.522.669	7.053.123	3336305			

Coste total imputado en miles de € (Entrada de datos)	
Reserva de capacidad	181.245
Coste de Conducción	1.949.648

Figura 28: Pantalla de la aplicación para la estimación de los términos de T&D

En la figura 28 se muestra un ejemplo para el año 2009, los términos se calculan para un año entero. En 2009, se realizó una actualización de los peajes en el mes de julio por lo que seis meses existieron unos peajes más bajos que los que se muestran y seis meses fueron más altos.

El coste imputado total a los 3 grandes grupos tarifarios se encuentra alrededor del 95% del coste total imputado a la actividad regulada de T&D, ya que este también se recupera con el grupo 4 (interrumpible) y por el grupo 2.bis, en progresiva desaparición.

La determinación de los peajes y cánones por acceso de terceros a la red de gas natural constituye un ejercicio de gran complejidad. Hay que lograr un equilibrio entre, por un lado, las inversiones y costes de operación y mantenimiento de toda la red y sus actividades y por otro la estimación del número de clientes y su consumo que tiene el sistema. Es de vital importancia la previsión de demanda y de costes imputados por parte de cada actividad regulada, pues en base a estas dos entradas, también llamadas Variables de Facturación se calculan los términos de los peajes a aplicar en el siguiente periodo en cuestión. Esto se visualiza de manera práctica en las herramientas informáticas desarrolladas, en donde se puede observar la sensibilidad en la estimación de los términos de los peajes, al modificar la previsión de demanda o los costes a retribuir.

7.3 Cálculo del valor final del peaje de transporte y distribución

Por otro lado se realiza una aplicación para la estimación del valor final del peaje de T&D en los grupos tarifarios 1 y 2. En la figura 29 se muestra un diagrama de flujo donde se explica el funcionamiento de la herramienta, siguiendo el código de colores definido previamente.

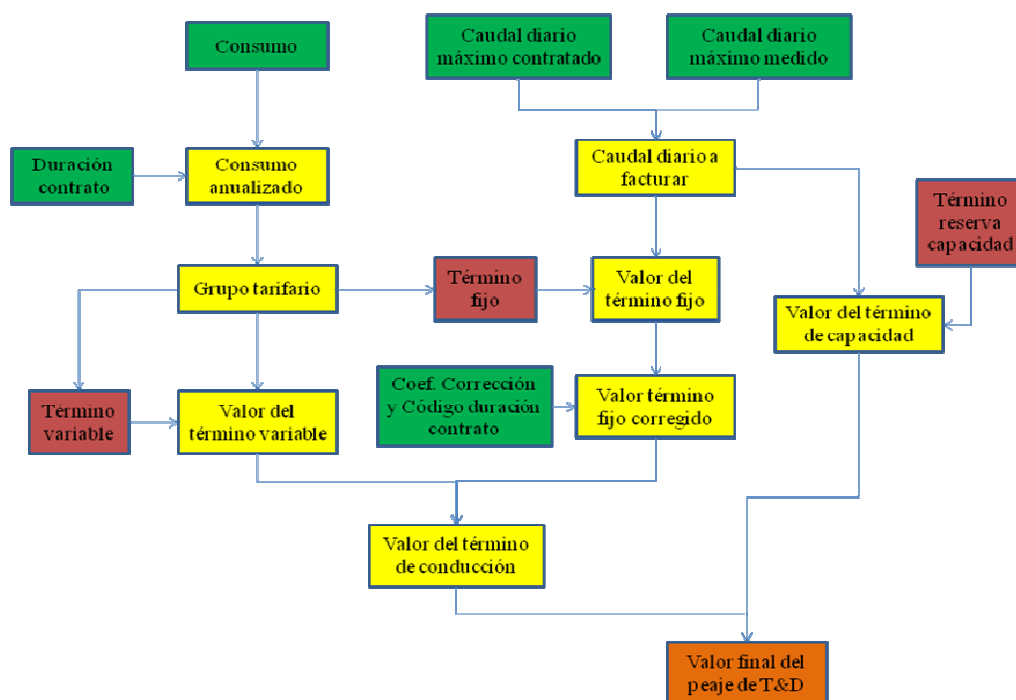


Figura 29: Diagrama del flujo de cálculo de la herramienta para la estimación del valor final del peaje de T&D.

En esta herramienta existen 2 tipos de entrada de datos, obligatorios para cada una de las simulaciones, en color verde, y entrada de datos del valor de los términos correspondientes utilizados al espacio temporal en el que se realiza la simulación, en color morado. Los procesos en amarillo son intermedios para llegar a la salida de datos, el valor final del peaje de T&D.

Se calcula el consumo anualizado equivalente para poder situar el grupo tarifario al que pertenece el contrato. Para calcular el valor del término variable se utiliza el consumo real y el término variable correspondiente al grupo tarifario calculado. El caudal diario a facturar se calcula a partir del caudal contratado y del medido, según se muestra en el capítulo 5.3. Según las Órdenes Ministeriales de publicación de peajes el valor del término fijo se corrige según la duración y la época del año del contrato, así los meses de invierno son más caros que los de verano. El valor del término de capacidad solo depende del caudal a facturar y del término de capacidad, igual para todos los subgrupos tarifarios. Los procesos de valor del término de conducción y del valor final, se calculan por el principio de aditividad de los peajes, sumando los conceptos correspondientes, que alimentan a cada proceso en la figura 29.

En la herramienta se añade un glosario para conocer cada uno de los términos que intervienen en la simulación.

Mes del contrato	Código de la duración del contrato	Coefficiente corrección	Duración del contrato en días
Julio	101	0,03	1

Cálculo peaje T&D Grupo 1											
Subgrupo	Consumo anualizado (KWh)	Qrd (KWh/día)	Qrn (KWh/día)	Qe (KWh/día)	C (KWh)	Tf	Tv	Tfc	Tc	Trc	Ptd (€)
101	145.875.000	1.725.000	389.000	1466250	389.000	41600,445	270,355	1248,0134	1518,3684	13056,956	14575,325
Se debe comprobar que el contrato está en el subgrupo tarifario correcto											

Glosario	Término fijo del término de conducción	1.1	1.2	1.3
	Término variable del término de conducción	2,8372	2,5347	2,3526
	Término reserva de capacidad	0,0695	0,056	0,0505
		0,8905		

Qrd	Caudal diario máximo contratado
Qrn	Caudal diario máximo medido
Qe	Caudal diario a facturar
C	Consumo real del usuario (KWh)
Tf	Valor de la parte de término fijo en euros
Tv	Valor de la parte de término variable en euros
Tfc	Corrección del valor de la parte de término fijo según la duración del contrato
Tc	Valor en euros del término de conducción
Tfe	Término fijo de reserva de capacidad (euros/(KWh/día)/mes)
Trc	Valor del término de reserva de capacidad en euros
Ptd	Valor total para el contrato del peaje de transporte y distribución en euros

Figura 30: Pantalla de la herramienta de simulación del valor final del peaje de T&D.

En el ejemplo de la figura 30, se muestra un ejemplo para el grupo tarifario 1.1 y para el año 2010, donde se utilizan los términos de peajes vigentes en ese momento.

8. Ideas para una revisión metodológica del cálculo de los peajes de acceso de la red de gas natural

El uso del gas en España ha experimentado un crecimiento muy alto desde 1985 donde solo suponía un 2% de la energía primaria consumida en nuestro país hasta la actualidad donde supone en torno al 25%, la cuarta parte de la energía primaria total consumida en España, lo que da una idea de la importancia del sector en la actualidad. No obstante, el techo de crecimiento del sector se alcanzó en 2008 con un consumo de gas de 451TWh, a partir de entonces el sector ha retrocedido a pesar de haber aumentado el número de clientes en 2009 en 124.000. Esta situación podría mantenerse en el futuro debido a que el consumo de gas natural para la generación eléctrica está disminuyendo en los últimos años por la caída de la demanda de electricidad y la continua integración en el mix de generación de las energías renovables. De esta manera, en la actualidad hay ciclos combinados que trabajan muy pocas horas al día y otros que incluso trabajan muy pocos días al año. Esta situación hace que no se prevea la construcción de nuevos ciclos combinados en la presente década.

La planificación y desarrollo por parte del MITyC de las infraestructuras del sector se centran en la ampliación de la red de gasoductos, para aumentar la cobertura de demanda y la seguridad de suministro, teniendo en cuenta la vulnerabilidad de fallo total de una de las entradas del sistema (N-1). Los nuevos desarrollos, que se encuentran en el documento Planificación de los Sectores de Electricidad y gas 2008-2016 de la Secretaría General de Energía, se describen en torno a 4 ejes de actuación:

- El nuevo Eje de Galicia a Madrid, compuesto por los gasoductos Guitiriz-Lugo, Lugo-Villafranca del Bierzo, Villafranca del Bierzo-Castropodame, Castropodame-Zamora y Zamora-Algete junto con las ampliaciones de las estaciones de compresión de Zamora y Algete.
- La continuación de la duplicación del Eje del Ebro hasta Villar de Arnedo junto con la ampliación de la estación de compresión de Zaragoza.
- El gasoducto Huelva-Almendralejo servirá para completar la Ruta de la Plata como un eje de transporte que unirá la planta de regasificación de Huelva y la de El Musel en Asturias.
- La duplicación de los gasoductos Algete-Burgos y Burgos-Haro. El primero se configura como la continuación natural de las infraestructuras de transporte

Llanera-Villapresente-Burgos y el segundo reforzará la alimentación del centro de la península desde las entradas de las regasificadora de Bilbao y la conexión internacional de Larrau.

Estos desarrollos planteados en el 2006, posiblemente sufrirán cambios debido a que las previsiones de crecimiento continuo del sector no se han cumplido.

En este proyecto también se ha analizado el sistema tarifario vigente en España, de tipo postal que presenta ventajas respecto a otros sistemas tarifarios tales como su sencillez y facilidad para obtener una asignación equitativa de costes en función de los grupos tarifarios establecidos, lo que permite una aplicación directa del principio de tarifas, peajes y cánones únicos en todo el territorio nacional.

Sin embargo, presenta ciertos inconvenientes respecto a las señales que proporciona a los consumidores. En particular, un sistema de tarifas, peajes y cánones de tipo postal refleja el coste medio de cada grupo tarifario de consumidores, lo que implica la existencia de retribuciones cruzadas entre los distintos tipos de consumidores. Cuanto menor sea la heterogeneidad de los consumidores a quienes afecta cada peaje postal, mejor reflejarán los costes medios de dicho colectivo y menores serán las retribuciones cruzadas.

En consecuencia, con los peajes, cánones y tarifas vigentes se obtienen peores resultados, desde el punto de vista de eficiencia asignativa de costes entre consumidores, que con un sistema tarifario entrada-salida que refleje los costes marginales de las redes. Por el contrario, un sistema de peajes de redes entrada-salida presenta inconvenientes, en la práctica, en cuanto a la complejidad de cálculo, la obtención de distintos valores en función de la entrada del gas, y en el caso de redes muy malladas, la necesidad de factores de escalamiento para recuperar la totalidad de los costes fijos de las redes.

En Europa se ve con buenos ojos la aplicación de un sistema entrada-salida, pero esto presenta además un problema de consenso entre los agentes y usuarios del sector. En un sistema mallado y de múltiples entradas, la prestación del servicio se lleva a cabo de manera global, con un equilibrio de presiones que tenga en cuenta los flujos y consumos que se produzcan en todos los puntos de la red. Una indisponibilidad o incidencia puede tener un impacto en un punto de la península y, superar la incidencia ha de venir de actuaciones sobre otras zonas ubicadas en los puntos cardinales distintos de los anteriores.

En la actualidad, año 2011, continúa sin existir en la legislación vigente una metodología clara en el cálculo de los peajes. En el futuro toma especial relevancia y se hace muy necesario la elaboración conjunta entre la CNE y el MITyC de una metodología que haga explícitos los criterios de asignación de los costes a los peajes y cánones, de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, para lograr los objetivos señalados en la legislación vigente sobre el sector regulado del gas natural y evitar actualizaciones generalizadas en todos los peajes.

Continúa existiendo la necesidad de adaptar el modelo de peajes de transporte a los objetivos del Reglamento CE 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de gas natural. Este reglamento propone un modelo de peajes de transporte (excluyendo la distribución) del tipo entrada-salida, a diferencia del modelo actual español de tipo postal y sin hacer distinción entre ingresos por transporte y por distribución. En el modelo tipo entrada-salida cada peaje de entrada o de salida de la red de transporte se fija de manera individual, sin depender de la ruta contractual. Además, se establece libertad para contratar la capacidad de entrada y de salida de manera independiente, favoreciendo el desarrollo de mercados de capacidad, dando más estabilidad al sistema, así como la creación de un punto de balance único en la red de transporte donde puede intercambiarse el gas en un mercado organizado.

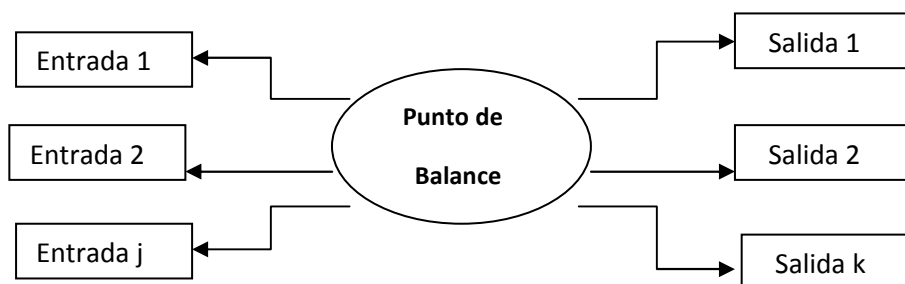


Figura 31: Esquema de un sistema basado en Entrada-Salida. Elaboración propia.

En el caso de la red española, que cuenta con una red primaria de transporte de 8.600 km y 14 estaciones de compresión, se tomarían como entrada y salida los siguientes puntos de la red y se analizarían los costes para el día de máxima demanda, generalmente en el mes de enero:

- **9 Entradas:** Gasoductos internacionales (Marruecos por Tarifa proveniente de Argelia y Francia por Larrau), plantas de regasificación (Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Reganosa y Bilbao) y el AASS de Serrablo.
- **47 Salidas (zonales):** tantas como provincias peninsulares. Además de las salidas internacionales: Badajoz-Portugal, Pontevedra(Tuy)-Portugal, Navarra(Larrau)-Francia y Vizcaya(Irún)-Francia.

El objetivo final de un sistema de peajes de tipo entrada-salida es facilitar la creación de un mercado mayorista eficaz en su funcionamiento y transparente, con un elevado nivel de seguridad en el suministro de gas y establecer mecanismos de armonización de las normas de acceso a la red para el comercio transfronterizo de gas. La integración del mercado gasista español en la red europea requiere, además del desarrollo de las interconexiones, la armonización de las reglas de cálculo de los peajes. El modelo de Entrada-Salida presenta ventajas fundamentales para los peajes de transporte como:

1. Facilita el comercio del gas, la liquidez del mercado y el desarrollo de “hubs” mediante un punto de balance (separación de entradas y salidas).
2. Promociona la competencia en el mercado del gas.
3. Refleja los costes adecuadamente en redes complejas y malladas.
4. Ofrece una buena adaptabilidad a las características de la red. El sistema de tarifas entrada-salida puede ser utilizado para proporcionar señales de inversión y reducir las congestiones del sistema.

Esta evolución hacia un nuevo modelo de cálculo de peajes de transporte no es de directa aplicación, requiere primero la modificación del modelo de peajes vigente en la actualidad definido en el RD 949/2001.

9. Presupuesto del PFC

Este proyecto se compone de un estudio sobre el sector del gas y sus peajes regulados y el desarrollo de una herramienta informática para poder simular dichos peajes y cánones.

El presupuesto se compone de una parte de mano de obra, compuesta de 350 horas de trabajo de un Ingeniero Industrial durante 5 meses y asciende a 10500 €, tomando como referencia un valor estimado de 30 €/hora. Otra parte constituye el material necesario compuesto por un ordenador adecuado y un software adecuado, lo que asciende a 900 €.

En total, el presupuesto del proyecto es de 13.050 €.

10. Conclusiones

10.1 Técnicas

Se han logrado los objetivos propuestos para el presente PFC: estudio del sector del gas, análisis de los peajes y cánones que se aplican a las actividades reguladas y realización, como principal aportación, de una herramienta informática que permita simular los términos y valores finales de los peajes. Además se han aportado sugerencias de mejora en el cálculo de peajes que se demandan desde la CNE y desde Europa.

En definitiva, este PFC aporta una visión general del sector regulado del gas en España y de sus correspondientes peajes y cánones para retribuir, mediante el pago de derechos de acceso y uso de la redes, las actividades reguladas del sector.

10.2 Visión Personal

Este Proyecto constituye, por un lado, una perfecta continuación de mi formación en sectores regulados recibida durante mi beca de siete meses en la CNE, donde mi labor se centró en las inspecciones necesarias para velar por la regulación existente en España en Energías Renovables y las primas correspondientes proporcionadas a este campo tecnológico para fomentar su desarrollo e incorporación al mix energético nacional. Por otro lado, este PFC constituye la finalización de mis estudios de Ingeniería Industrial en la UC3M. Con la realización de este proyecto he podido formarme en el sector regulado del gas, sus características, sus logros y sus problemáticas actuales, algo que confío haber reflejado en el presente documento.

Adquiere importancia elaborar cuanto antes, en una labor conjunta MITyC - CNE - GTS - OS, una metodología clara, transparente, no discriminatoria, acoplada al sistema europeo y que conecte de forma clara los peajes de cada grupo tarifario o de cada actividad regulada con sus correspondientes necesidades para cubrir los costes imputados. De esta manera se podrán proporcionar mayor confianza y mejores señales a los agentes del sistema y proveer al sistema de una mayor estabilidad regulatoria en las variaciones de los peajes. Actualmente las variaciones de los peajes no se establecen en base a una metodología clara y acorde con lo que propone la teoría metodológica de la CNE en el cálculo de los peajes. Al contrario, en las liquidaciones vigentes se trabaja con una bolsa común a la que van dirigidas todos los ingresos obtenidos de los peajes y cánones para después realizar las retribuciones de las diferentes actividades reguladas.

Como ejemplo se puede decir que la actualización de los peajes de los diferentes grupos y subgrupos en los que se divide el peaje de T&D se realiza aplicando el mismo porcentaje de subida a todos los grupos y subgrupos, dejando a un lado el 3.1 y 3.2 que corresponden a la TUR. Esto demuestra que no se trabaja con una metodología adecuada en la que se exponga una relación clara entre cada grupo tarifario y los costes a los que hace frente ese grupo tarifario. Además, la CNE propone realizar una división entre un peaje destinado a la red de Distribución (inferior a 16 bares), otro para la red de Transporte Secundario (entre 16 y 60 bares) y otro destinado a la red de Transporte (superior a 60 bares), algo que no se contempla en la división actual de grupos tarifarios. Otro ejemplo es la diferencia entre el peaje necesario para cubrir los costes actuales de los almacenamientos subterráneos y los peajes que efectivamente se aplican a dicha actividad regulada, que se calculan en torno a un 32% por encima, para proporcionar señales de inversión en almacenamientos subterráneos y en un futuro dar más estabilidad y garantía de suministro al sistema.

11. Bibliografía - Referencias

Libros de consulta:

1. “Precios y tarifas en sectores regulados”. Ed. Comares. Iñigo del Guayo Catiella. 1998.
2. “La liberalización del gas y de los hidrocarburos”. Ministerio de Industria y Energía. 1999.
3. “Manual del sector de hidrocarburos, Ley 34/1998, de 7 de octubre”, Ed. Thomson Aranzadi.

Páginas web:

1. <http://www.enagas.es/> - fecha de consultas octubre 2011

Regulación:

1. RD 949/2001 por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.
2. ORDEN ITC/4100/2005 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.
3. ORDEN ITC/3996/2006 - por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.
4. ORDEN ITC/3863/2007 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.
5. ORDEN ITC/3802/2008 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.
6. ORDEN ITC/3520/2009 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.
7. ORDEN ITC/3354/2010 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.
8. REGLAMENTO (CE) no 715/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.
9. "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016" - Año 2008 - Secretarí General de Energía (MITyC).

Informes CNE:

1. Informe 34/2009 sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2010. CNE.
2. Informe 15/2010 sobre la Propuesta de Orden por la que se revisan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista a partir del día 1 de julio de 2010. CNE.
3. Informe 40/2010 sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2011. CNE.
4. Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España - Año 2008. CNE.
5. Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España - Año 2009. CNE.
6. Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España - Año 2010. CNE.
7. Mandato trigésimo primero del gobierno para que la CNE realice un estudio sobre los costes de la red básica de gas imputables a cada tipo de tarifa y peaje - Año 2006. CNE.
8. Informe sobre los resultados de la liquidación provisional 14/2008 de las actividades reguladas del sector del gas - Año 2009 – CNE.
9. Informe sobre los resultados de la liquidación provisional 14/2009 de las actividades reguladas del sector del gas - Año 2010 – CNE.
10. Informe sobre los resultados de la liquidación provisional 14/2010 de las actividades reguladas del sector del gas - Año 2011 – CNE.
11. "Información básica de los sectores de la energía 2010" – CNE.

Artículos y ponencias:

1. "Application of an entry–exit tariff model to the gas transport system in Spain" - Año 2010. Alejandro Alonso, Luis Olmos, Miguel Serrano.
2. "La generación de electricidad con ciclos combinados" - Santiago Sabugal (Endesa) - Informe – 2006.
3. "Coste del suministro eléctrico y de gas natural" - Ponencia Año 2009 - Rafael Durban (CNE).

4. "Almacenamientos subterráneos de gas" - Año 2005 - Fernando del Valle Jaraquemada.
5. "Aprovisionamiento y comercio del GNL" - Año 2005 - Juan Varela.
6. "Aspectos regulatorios y retributivos del sistema gasista" - Ponencia Año 2010 - Raúl Yunta Huete (CNE).
7. "Balance energético año 2010" - Año 2011 - Antoni Peris (Sedigas).
8. "La Cadena Integrada del GNL" - Año 2005 - Antonio Pérez Collar (RepsolYPF).
9. "Costes del suministro de gas" - Año 2008 - Miguel Ángel Bravo Prada (CNE).
10. "Formación de precios y tarifas" - Año 2005 - M^a José González Marrero (CNE).
11. Informe 2010 - Enagás (GTS).
12. "Aspectos retributivos del sistema gasista" - Año 2009 - Javier Notario Torres (CNE).

Anexos

Anexo I. Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre. Corresponde con la publicación de los peajes para 2011

Peajes y cánones de los servicios básicos Primero. Peaje de regasificación.—Los términos fijo (Tfr) y variable (Tvr) del peaje correspondiente al uso de las instalaciones de regasificación, que se definen en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, serán los siguientes: Tfr: Término fijo del peaje regasificación: 1,7323 cent/(kWh/día)/mes. Tvr: Término variable de peaje de regasificación: 0,0103 cent/kWh. Segundo. Peaje de descarga de buques y de entrada por conexiones internacionales.—El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación. Plantas de Huelva, Cartagena y Sagunto: Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL: 30.013 €/buque. Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0060 cent/kWh. Plantas de Bilbao, Barcelona y Mugardos: Tfd: Término fijo del peaje de descarga de GNL: 15.006 €/buque. Tvd: Término variable del peaje de descarga de GNL: 0,0031 cent/kWh. El peaje aplicable por la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto es el siguiente: Conexiones internacionales de Larrau e Irún: 0 cent/kWh. Conexión internacional de Badajoz: 0 cent/kWh. Conexión internacional de Tuy: 0 cent/kWh. Conexión internacional GME: 0 cent/kWh. Conexión internacional MEDGAZ: 0 cent/kWh. Tercero. Peaje de carga de cisternas.—El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisternas del GNL. Tfc: Término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas: 2,5444 cent/kWh/día/mes. Tvc: Término variable del peaje de carga de GNL en cisternas: 0,0150 cent/kWh. A efectos de facturación del término fijo (Tfc), se considerará como caudal diario el resultado de dividir los kWh cargados en el mes entre 30. Este caudal tendrá la consideración de caudal máximo diario nominado en el mes (Qrn) y le será de aplicación el procedimiento de facturación establecido para el peaje de regasificación incluido en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto. Cuarto. Peaje de trasvase de GNL a buques.—A los servicios de carga de GNL en buques o a la puesta en frío a partir de plantas de regasificación se le aplicará el peaje siguiente:

Término fijo: 156.208 €/operación.

Término variable: 0,1381 cent/kWh.

Para el trasvase de buque a buque, sin pasar por almacenamiento de GNL de la planta, se aplicará un peaje del 80 por ciento del valor anterior. Las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, al igual que la entrega del gas necesario para la operación. Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema. En cualquier caso, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá interrumpir o cancelar su prestación. Quinto. Peaje de transporte y distribución firme.—El peaje de transporte y distribución se compondrá de dos términos: un término de reserva de capacidad, y un término de conducción. Éste último se diferenciará en función de la presión de diseño, a la que se conecten las instalaciones del consumidor. $PTD = Trc + Tc$ Donde: PTD: Peaje de transporte y distribución. Trc: Término de reserva de capacidad. Tc: Término de conducción. 1. El término fijo por reserva de capacidad de entrada al Sistema de Transporte y Distribución (Tfe) regulado en el artículo 31 apartado A) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, será el siguiente: Tfe: Término fijo de reserva de capacidad Trc: 0,9582 cent/(kWh/día)/mes 2. Los términos de conducción del peaje de transporte y distribución firme para consumidores no alimentados mediante planta satélite, en función de la presión de diseño donde estén conectadas las instalaciones del consumidor final regulados en el artículo 31 apartado B) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los que figuran en los cuadros siguientes:

	Término fijo T_{fij} cent/kwh/día/mes	Término variable T_{vij} cent/kwh
Peaje 1 (P>60 bar)		
1.1	3,0528	0,0748
1.2	2,7273	0,0603
1.3	2,5314	0,0543
Peaje 2 (4 bar < P<= 60 bar)		
2.1	22,3530	0,1709
2.2	6,0670	0,1363
2.3	3,9724	0,1103
2.4	3,6402	0,0990
2.5	3,3466	0,0868
2.6	3,0783	0,0753
Peaje 3 (P<= 4 bar)		
	€/mes	
3.1	2,23	2,5451
3.2	5,11	1,9380
3.3	47,91	1,3818
3.4	71,53	1,1075
	cent/kwh/día/mes	
3.5	5,2344	0,1356

El peaje 3.5 se aplicará exclusivamente a los consumos superiores a 8 GWh/año.

A efectos de facturar el término fijo (Tfij) del peaje 3.5, se aplicará lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para el término fijo del peaje del Grupo 1°. En caso de que se realice consumo nocturno se procederá a restar del caudal máximo medido (Qmj) la siguiente cantidad: (Consumo nocturno mensual/Consumo total mensual)*0,50*Qmj Se considerará como consumo nocturno el realizado entre las 23:00 y las 07:00 horas. Para tener derecho a este descuento será obligatorio disponer de telemedida operativa y que el consumo nocturno sea mayor o igual al 30 por ciento del consumo total. 3. Términos de conducción del peaje de transporte y distribución aplicables a los clientes a los que hace referencia el artículo 8 de la presente orden.

Peaje 2 bis (P<= 4 bar)	Término fijo T_{fij} cent/kwh/día/mes	Término variable T_{vij} cent/kwh
2.2 bis	11,67	0,2621
2.3 bis	8,96	0,2492

Sexto. Canon de almacenamiento subterráneo.—Los términos fijo y variable del canon correspondiente al almacenamiento subterráneo, regulados en el artículo 32 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los siguientes: Tf: Término fijo del canon de almacenamiento: 0,0411 cent/kWh/mes. Tvi: Término de inyección del canon de almacenamiento: 0,0244 cent/kWh. Tve: Término de extracción del canon de almacenamiento: 0,0131 cent/kWh. Séptimo. Canon de almacenamiento de GNL.—El término variable del peaje correspondiente al canon de almacenamiento de GNL será el siguiente: Tv (cent/MWh/día): 2,8907 cent/MWh/día. Este canon será de aplicación para todo el GNL almacenado por el usuario. Octavo. Peaje de transporte y distribución interrumpible. Tfe: Término fijo de reserva de capacidad: El que esté en vigor. Término de conducción del peaje de transporte y distribución: Será el resultante de multiplicar el término de conducción del peaje de transporte y distribución firme en vigor que corresponda según la presión de suministro y volumen de consumo anual por 0,7 en el caso de la interrumpibilidad tipo “A” y por 0,5 en el caso de la interrumpibilidad tipo “B”. A la facturación del término fijo del término de conducción le será de aplicación lo establecido para el caudal máximo medido en el artículo 31.B del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto. Noveno. Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a un año. Los coeficientes a aplicar al término fijo de caudal de los peajes correspondientes a servicios de acceso a las instalaciones gasistas, contratados con una duración menor a un año, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 de la presente orden son los siguientes:

	Peaje diario	Peaje mensual
enero	0,10	2,00
febrero	0,10	2,00
marzo	0,10	2,00
abril	0,03	0,50
mayo	0,03	0,50
junio	0,03	0,50
julio	0,03	0,50
agosto	0,03	0,50
septiembre	0,03	0,50
octubre	0,10	2,00
noviembre	0,10	2,00
diciembre	0,10	2,00

El término variable (Tvij) a aplicar es el del peaje correspondiente.

Anexo II. Casos de estudios realizados con la herramienta informática propuesta

Ejemplo 1:

Ejemplo de cálculo de la estimación para el año 2009 del porcentaje del coste imputado por cada uno de los subgrupos tarifarios del peaje de T&D, siendo el coste total imputado en concepto de conducción: 1.949.648 miles de euros. Este porcentaje se utiliza en la herramienta desarrollada para estimar los términos de los peajes.

Término fijo medio aplicado en 2009	Término variable medio aplicado en 2009	Ingresos totales	Ingresos fijos	Ingresos variables	Porcentaje salvado del coste total	Porcentaje salvado del coste total
2,6552	0,0650	2365207,6928	1355757,9987	1009449,6941	0,0695	0,0518
2,3720	0,0524	21293611,8252	12736386,0243	8557225,8009	0,6533	0,4389
2,2016	0,0473	193162975,5816	116870690,3166	76292285,2650	5,9945	3,9131
		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19,4411	0,1485	1422820,1576	1154571,2426	268248,9150	0,0592	0,0138
5,2766	0,1185	7579320,9085	4503226,8085	3076094,1000	0,2310	0,1578
3,4549	0,0959	25820436,7750	14000158,5640	11820278,2110	0,7181	0,6063
3,1660	0,0861	41502508,2743	22713877,3433	18788630,9310	1,1650	0,9637
2,9106	0,0755	87652393,4737	48998099,0610	38654294,4127	2,5132	1,9826
2,6772	0,0655	67197793,0442	38522072,6618	28675720,3824	1,9758	1,4708
		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2,1000	2,4580	214717503,2525	5866280,4319	208851222,8206	0,3009	10,7123
4,7650	1,8643	613489765,3812	47555573,1882	565934192,1930	2,4392	29,0275
41,6745	1,2017	31430688,0165	16744493,1264	14686194,8901	0,8588	0,7533
62,2125	0,9632	545604244,9567	370926302,1574	174677942,7994	19,0253	8,9595
4,5524	0,1179	5530354,2873	3093482,5238	2436871,7634	0,1587	0,1250
					0	0
		1858769624			36,16247504	59,1763
		95,33872902				95,33872902

Como se observa en el ejemplo, cada una de las filas corresponde a un subgrupo tarifario, teniendo el mismo orden que el de la herramienta informática para la estimación de los términos del peaje de T&D. Las tres columnas de ingresos se calculan aplicando las fórmulas del real decreto 949/2001. Se recupera en torno a un 95% del coste total (suma de todos los porcentajes recuperados del coste), el 5% restante debe recuperarse con el grupo 4 (interrumpible) y con el peaje 2.bis (progresivamente en extinción).

Ejemplo 2:

Se presenta un ejemplo adicional para el subgrupo tarifario 1.2, es decir, para consumos anuales entre 200 GWh/año y 1000GWh/año e instalaciones conectadas a más de 60 bar.

Mes del contrato	Código de la duración del contrato	Coeficiente corrección	Duración del contrato en días
Julio	101	0,03	1

Cálculo peaje T&D Grupo 1											
Subgrupo	Consumo anualizado (KWh)	Qrd (KWh/día)	Qrn (KWh/día)	Qe (KWh/día)	C (KWh)	Tf	Tv	Tfc	Tc	Trc	Ptd (€)
102	311.250.000	1.725.000	830.000	1466250	830.000	37165,039	464,8	1114,9512	1579,7512	13056,956	14636,707
Se debe comprobar que el contrato está en el subgrupo tarifario correcto											

Glosario	Término fijo del término de conducción	2,8372	2,5347	2,3526
	Término variable del término de conducción	0,0695	0,056	0,0505
	Término reserva de capacidad	0,8905		

Qrd	Caudal diario máximo contratado
Qrn	Caudal diario máximo medido
Qe	Caudal diario a facturar
C	Consumo real del usuario (KWh)
Tf	Valor de la parte de término fijo en euros
Tv	Valor de la parte de término variable en euros
Tfc	Corrección del valor de la parte de término fijo según la duración del contrato
Tc	Valor en euros del término de conducción
Tfe	Término fijo de reserva de capacidad (euros/(KWh/día)/mes)
Trc	Valor del término de reserva de capacidad en euros
Ptd	Valor total para el contrato del peaje de transporte y distribución en euros

Ejemplo 3:

Se presenta un ejemplo adicional para el subgrupo tarifario 2.3, es decir, para consumos anuales entre 5GWh/año y 30GWh/año e instalaciones conectadas entre 4 bar y 60 bar.

Mes del contrato	Código de la duración del contrato	Coeficiente corrección	Duración del contrato en días
Diciembre	102	2	31

Cálculo peaje T&D Grupo 2

Subgrupo	Consumo anualizado (KWh)	Qrd (KWh/día)	Qrn (KWh/día)	Qe (KWh/día)	C (KWh)	Tf	Tv	Tfc	Tc	Trc	Ptd						
203	21.639.049	145.000	191.553	270159	1.837.837	9973,73	1883,78	19947,46	21831,24	2405,77	24237,01						
Se debe comprobar que el contrato está en el subgrupo tarifario correcto																	
				2.1		2.2		2.3		2.4		2.5		2.6			
				Término fijo del término de		20,7742		5,6385		3,6918		3,3831		3,1102		2,8609	
				Término variable del término de		0,1588		0,1267		0,1025		0,092		0,0807		0,07	
				Término reserva de capacidad	0,8905												

Glosario

Qrd

Caudal diario máximo contratado

Qrn

Caudal diario máximo medido

Qe

Caudal diario a facturar

C

Consumo real del usuario (KWh)

Tf

Valor de la parte de término fijo en euros

Tv

Valor de la parte de término variable en euros

Tfc

Corrección del valor de la parte de término fijo según la duración del contrato

Tc

Valor en euros del término de conducción

Tfe

Término fijo de reserva de capacidad (euros/(KWh/día)/mes)

Trc

Valor del término de reserva de capacidad en euros

Ptd

Valor total para el contrato del peaje de transporte y distribución en euros